

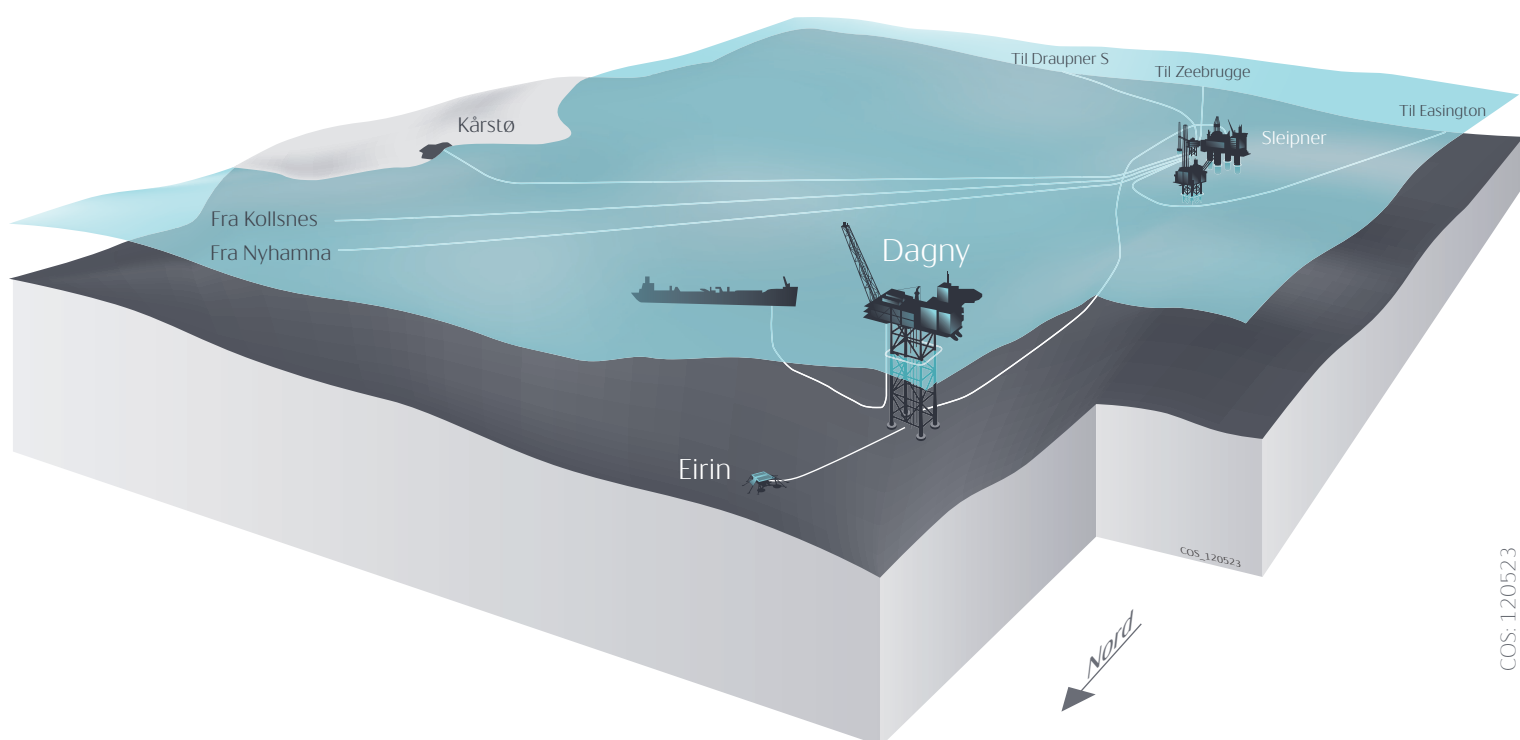
Plan for utbygging, anlegg og drift av Dagny og Eirin

Produksjonslisensene

PL048, PL0303, PL029B, PL029 og PL048E

Del 2 Konsekvensutredning

Oktober 2012



COS: 120523



ExxonMobil



Innhold

1	Sammendrag	7
2	Innledning	11
2.1	Lisenser og rettighetshavere.....	11
2.2	Formål med konsekvensutredningen	12
2.3	Lovverkets krav til konsekvensutredning	12
2.4	Omtale i tidligere konsekvensutredninger	12
2.5	Utredningsprosessen	13
2.6	Nødvendige søknader og tillatelser.....	14
3	Prosjektbeskrivelse	17
3.1	Helse miljø og sikkerhet (HMS)	17
3.2	Reservoarbeskrivelse	17
3.3	Ressurser og produksjonsprofiler	17
3.4	Andre funn og prospekter	19
3.5	Boring og brønn	20
3.6	Prosjekthistorie og tidligere vurderte utbyggingsløsninger	22
3.7	Utbyggingsløsningen (plan for utbygging, anlegg og drift)	22
3.8	BAT-vurderinger	27
3.9	Norsk avgifts- og klimavotesystem.....	33
3.10	Grunnundersøkelser og havbunnskartlegging	34
3.11	Miljøovervåking.....	35
3.12	Avfallshåndtering	35
3.13	Tidsplan	36
3.14	Investeringer og kostnader	36
3.15	Avslutning	36
4	Naturressurser og miljøforhold	37
4.1	Regional konsekvensutredning (RKU)	37
4.2	Forvaltningsplan for Nordsjøen	37
4.3	Influensområde	37
4.4	Kort beskrivelse av området	37
4.5	Spesielt miljøfølsomme områder	38
4.6	Særlig verdifulle områder.....	40
4.7	Fiskeressurser og fiskeri.....	41
4.8	Akvakultur.....	43
4.9	Sjøfugl	44
4.10	Sjøpattedyr	46
4.11	Korallrev og andre sårbare habitat.....	46
4.12	Kulturminner	47
4.13	Miljøtilstanden i Nordsjøen.....	47
5	Utslipp til luft	51
5.1	Anleggsfasen	51
5.2	Oppstartsfasen	52
5.3	Driftsfasen	52

5.4	Samlede utslipp til luft.....	57
5.5	Fremtidige muligheter	58
5.6	Prognoser for utslipp til luft	58
5.7	Konsekvenser av utslipp til luft.....	60
5.8	Utslippsreducerende tiltak.....	60
6	Utslipp til sjø	61
6.1	Anleggsfase.....	61
6.2	Oppstartsfase	64
6.3	Driftsfase	64
6.4	Fremtidige muligheter	67
6.5	Prognoser for utslipp til sjø	67
6.6	Konsekvenser av utslipp til sjø.....	68
6.7	Utslippsreducerende tiltak.....	68
7	Akutte utslipp og oljevern	69
7.1	Konklusjon miljørisikoanalyse	69
7.2	Konsekvenser akutte utslipp	69
7.3	Beredskapsanalyse	70
7.4	Videre arbeid	71
8	Arealbeslag og fysiske inngrep	73
8.1	Konsekvenser for fiskeriene.....	73
8.2	Konsekvenser for korallrev og andre sårbare habitat.....	73
8.3	Konsekvenser for kulturminner	74
8.4	Konsekvenser for skipstrafikk	74
9	Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetning	75
9.1	Samfunnsmessig lønnsomhet for Dagny og Eirin	75
9.2	Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel	76
9.3	Vare- og tjenesteleveranser til Dagny og Eirin	77
10	Referanser	79
App A	Fastsatt utredningsprogram	81
App B	Oppsummering av høringsuttalelser	85
App C	Tidligere vurderte løsninger	93
App D	Ressursklassifisering	99
App E	Oppsummering av miljørisikoanalysen for Dagny og Eirin.....	101
App F	Oppdaterte sporingskart	113

Forord

Rettighetshaverne i produksjonslisensene PL048, PL303, PL029B, PL029 og PL048E har startet en planleggingsprosess for utbygging av olje- og gassfeltene Dagny og Eirin i midtre del av Nordsjøen. Forslag til utredningsprogram ble sendt på høring til relevante myndigheter og høringsinstanser 13. januar 2012. Basert på dette forslaget og innkomne høringsuttalelser fastsatte Olje- og energidepartementet endelig utredningsprogram 25. juni 2012.

I henhold til utredningsprogrammet, og på vegne av rettighetshaverne Det Norske Oljeselskap ASA, ExxonMobil E&P Norway AS og Total E&P Norge AS, har operatøren Statoil utarbeidet en felles konsekvensutredning for Dagny og Eirin.

Konsekvensutredningen gjør rede for konsekvenser på miljø, naturressurser og samfunn ved utbygging og drift av Dagny og Eirin. Utredningen er utarbeidet i henhold til gjeldende norsk veiledning for plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift fra 2010.

Konsekvensutredningen legges ut for offentlig høring. I samråd med Olje- og energidepartementet er høringsperioden satt til åtte uker. Relevante interessenter bes om å sende eventuelle kommentarer til operatøren Statoil ASA.

Stavanger, 4. oktober 2012

Forkortelser og begreper

ALARP	As Low As Reasonably Practicable. (Så lavt som praktisk mulig)	OD	Oljedirektoratet
bara	absolutt trykk	OD	Outer Diameter
barg	"Bar gauge" - overtrykk	oe	Oljeekvivalenter
BAT	Best Available Techniques (Beste tilgjengelige teknikker)	OIW	Oil In Water
BREF	Best Reference (Beste referanse)	OLF	Oljeindustriens Landsforening
BTEX	Bentsen Toulén Etylen Xylen	OPEX	Operating expenditure (driftskostnader)
CAPEX	Capital expenditure (investeringskostnader)	OSPAR	Oslo and Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
CH ₄	Metan	PAD	Plan for Anlegg og Drift
CO ₂	Karbondioksid	PAH	Polisykliske Aromatiske Hydrokarboner
DLE- turbin	Dry Low Emission Turbine (lav-NO _x turbin)	ppm	Part per million
DP	Dynamically Positioned	Ptil	Petroleumstilsynet
EIF	Environmental Impact Factor	PUD	Plan for utbygging og drift
FEED	Front End Engineering	RFO	Ready For Operation (klargjøring for drift)
FSO	Lagerskip (Floating Storage Offloading)	RKU	Regional konsekvensutredning
G	Giga, 1 milliard	RNB	Revidert nasjonalbudsjett
GWP	Global Warming Potential	ROV	Remotely Operated Vehicle
HIPPS	High Integrity Pressure-Protection System	SLA	Sleipner A
HMS	Helse, miljø og sikkerhet	SMO	Spesielt miljøfølsomme områder
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning	Sm ³	Standard kubikkmeter
IMO	International Marine Organisation	St.prp.	Storingsproposisjon
IOR	Increased Oil Recovery	TVDSS	True Vertical Depth SubSea
IPPC	Integrated Pollution Prevention Control	TCC	Thermomechanical Cuttings Cleaner
Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet	VOC	Flyktige organiske forbindelser
km	Kilometer	VSD	Variabel hastighetsstyring
KU	Konsekvensutredning	VØK	Verdisatt økosystem Komponent
M	Mega, 1 million		
m	Meter		
m/s	Meter per sekund		
Manifold	Innløpsrør		
NGL	Natural Gas Liquid		
NOFO	Norsk Oljevernforening For Operatørselskap		
MEG	Metyletylenglykol		
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser uten metan		
NOK	Norske kroner		
NO _x	Nitrogenoksider		

1 Sammendrag

Konsekvensutredningen omfatter utbygging og drift av feltene Dagny og Eirin i midtre del av Nordsjøen. På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene PL048, PL303, PL029B, PL029 og PL048E, skal operatør Statoil legge frem plan for utbygging og drift (PUD) av Dagny-feltet og Eirin-feltet. Dagny og Eirin er to separate felt med to separate eiergrupperinger, og det vil derfor bli innsendt to separate PUD-er. Fordi Eirin har en løsning med innfasing til Dagny-plattformen er begge feltene inkludert i en felles konsekvensutredning.

Dagny er lokalisert ca. 30 km nordvest for Sleipner A-plattformen, mens Eirin ligger ca. 9 km nordvest for Dagny. Havdypet i området er ca. 120 m.

Formålet med konsekvensutredningen er å gi et best mulig grunnlag for å vurdere hvordan utbyggingen vil påvirke naturressurser, miljø og samfunn, samt å beskrive mulige løsninger for å redusere negative effekter av utbyggingen. Krav til konsekvensutredning er fastsatt i petroleumsløven.

Produksjonsperioden som er lagt til grunn for konsekvensutredningen er fra desember 2016 til ut 2035. Boring vil starte i 2015, og i første omgang strekke seg over fem år.

Reservoar og reserver

Dagny inneholder olje og gass. Reservoaret har en kompleks struktur med mange forkastninger og høy helning på flankene. Eirin-reservoaret inneholder gass under relativt høyt trykk.

Utvinnbare ressurser for Dagny er estimert til om lag 14 MSm³ olje, 16 GSm³ gass og 2 Mtonn NGL. Eirin er estimert til om lag 0,3 MSm³ kondensat og 7,7 GSm³ gass og 0,1 Mtonn NGL.

Utbyggingsløsningen

Anbefalt utbyggingsløsning på Dagny er en bunnfast plattform på stålfundament (jacket) med prosessanlegg, boligkvarter og boring med separat oppjekkbar rigg. Eksport av rikgass vil skje til Gassled via Sleipner A-plattformen, mens stabilisert

olje eksporteres til et nærliggende lagerskip. Oljen skal fraktes videre med skytteltankere.

Det er planlagt å bore åtte oljeproduksjonsbrønner og fem gassbrønner på Dagny. Det vil være mulighet for å bore i alt 20 brønner på plattformen. Anbefalt dreneringsstrategi for oljen er delvis trykkvedlikehold gjennom gassinjeksjon.

På Dagny plattform vil produsert vann bli rensert før utslipp til sjø. For å sikre minimal påvirkning på miljøet skal gjennomsnittlig olje-i-vanninnhold (OIW) være under 10 mg/l. Det er forventet moderate til lave vannmengder på Dagny. Plattformen er designet med et lukket fakkelsystem, og faking vil kun skje under opp- og nedkjøring av anlegget, samt i nødssituasjoner. Utbyggingsløsningen er basert på egenproduksjon av kraft på Dagny plattform inntil eventuell strøm fra land blir tilgjengelig.

For å kunne tilpasse plattformen for fremtidig elektrifisering, vil Dagny endre base case fra 2xLM2500+ gassgeneratorer med DLE (lav-NOx-teknologi) til 1xLM2500+ kombinert diesel- og gassgenerator uten DLE. Plassen som blir tilgjengelig når en av generatorene tas ut, skal brukes til å installere utstyr for å kunne ta i mot mulig framtidig strøm fra Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt.

Som følge av at forventet oljeproduksjonsperiode er relativt kort, er det planlagt å leie inn lagerskipet. Det vil bli satt krav til at skipet har gjenvinningsanlegg for nmVOC.

Anbefalt utbyggingsløsning for gassfeltet Eirin er en standard bunnramme med fire brønnsliiser som knyttes opp til Dagny plattform. Det er planlagt å bore to brønner på Eirin, samt én brønn til det nærliggende prospektet Zorn.

Utslppsreducerende tiltak

Evaluering av BAT (Best Available Techniques) og bruk av ALARP-prinsipp (As Low As Reasonable Practical) har vært en integrert del av prosjek-

teringsarbeidet for Dagny og Eirin. Følgende tiltak er foreslått/implementert for å redusere utslipp til luft og sjø:

- Oljeholdig borekaks er planlagt behandlet lokalt med TCC-teknologi, alternativt skipet til land for videre behandling
- Tretrinns rensing av produsert vann
- Design som tilrettelegger for fremtidig mottak av kraft fra land
- Lukket fakkell-system
- Turtallsregulering på tungt roterende utstyr
- Gjenvinning av nmVOC på lagerskipet
- Korrosjonsbeskyttelse på Eirin brønnstrøm
- Skifte av impellere på rekompresorer for å redusere energiforbruket på Sleipner A

Naturressurser og miljøforhold

Regional konsekvensutredning for Nordsjøen 2006 og Arealrapport for Nordsjøen og Skagerrak fra 2010 er lagt til grunn for naturressurser og miljøforhold. Det er ikke identifisert noen spesielle sårbare habitater, arter eller kulturminner som vil bli berørt av utbyggingen.

Utslipp til luft

Utbygging og drift av Dagny og Eirin vil gi utslipp til luft fra bore- og brønnoperasjoner, marine operasjoner, installasjon, transport, produksjon og prosessering, samt eksport av olje og gass. Utslipp til luft i består i hovedsak av CO₂, NO_x og VOC.

Med oppstart desember 2016 og 20 års produksjonstid, er gjennomsnittlig årlig utslipp til luft fra Dagny plattform beregnet til om lag 90 000 tonn CO₂, 300 tonn NO_x og 330 tonn VOC. Tallene er gitt lokal kraftløsning for hele feltets levetid. Det pågår studier for å undersøke muligheten for å importere kraft fra land til Utsirahøyden og Dagny. Med en eventuell oppkopling til kraft fra land i løpet av 2018 vil årlig gjennomsnitt for feltets levetid bli redusert til henholdsvis 26 000 tonn CO₂, 55 tonn NO_x og 300 tonn VOC.

Prosjektets totale utslipp til luft inkluderer alle utslipp fra boring, marine operasjoner, installasjon, ferdigstilling, transport, plattform, lagerskip, samt Dagnys andel på Sleipner A-plattformen. Målt som årlig gjennomsnitt vil totale utslipp være i størrelsesorden 293 000 tonn CO₂, 1 220 tonn NO_x

og 600 tonn VOC. Med import av kraft fra land til Dagny plattform i løpet av 2018, vil årlig gjennomsnitt av CO₂ og NO_x reduseres til henholdsvis 235 000 tonn og 1000 tonn. Utslippene av VOC vil bli lite påvirket. Uavhengig av kraftløsning på Dagny, vil hoveddelen av utslippene til luft skje på Sleipner A, og i hovedsak stamme fra kompressordrift i forbindelse med gasstransport.

Utslipp til sjø

Det vil bli utslipp til sjø i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner, klargjøring av rørledninger, produsert vann, kjølevann, drenasjevann, sanitærvløpsvann og kontrollvæske.

I forbindelse med boring av brønnene vil det bli sluppet ut borekaks boret med vannbasert borevæske. Når det gjelder håndtering av kaks fra boring med oljebasert borevæske har Dagny vurdert tre ulike alternativ: lokal rensing og utslipp til sjø, transport til land for videre rensing og deponering, og injeksjon i egnet formasjon. Foretrukken løsning for håndtering av oljeholdig kaks på Dagny er rensing og utslipp til sjø ved bruk av TCC-teknologi (Thermomechanical Cuttings Cleaner). Denne teknologien må kvalifiseres i Statoil før bruk. Både metode og miljøkonsekvenser vil bli nærmere beskrevet i utslippssøknaden til forurensningsmyndigheten. På Eirin er det planlagt å frakte oljeholdig kaks til land for videre behandling.

På Dagny plattform vil det bli utslipp av rensert produsert vann, kjølevann, drenasjevann og sanitærvløpsvann. På Eirin bunnramme blir det utslipp av vannbasert kontrollvæske. Lagerskipet blir innleid. Skipet vil få etablert rensesystem for sanitærvløpsvann, oljeholdig vann fra lagertankene, samt oljeholdig drenasjevann. Dagny og Eirin vil ha minimale effekter på utslipp til sjø fra Sleipner A-plattformen.

Konsekvenser naturmiljø

Miljøeffektene av CO₂ og metan (CH₄) er knyttet til drivhuseffekt og global oppvarming. VOC uten metan (nmVOC) utgjør en heterogen gruppe komponenter som bidrar til global oppvarming og bakkenært ozon. NO_x knyttes til regional forurensning og overgjødning.

Utslipp fra boreaktivitet er i hovedsak knyttet til effekter fra fysisk overdekning av bunnlevende organismer. Det forventes at påvirket havbunnsmiljø vil normaliseres i løpet av kort tid.

Klargjøring av rørledningene vil gi utslipp av kjemikalieholdig vann over en begrenset periode. Kjemikalierne som er planlagt brukt er lite miljøskadelige og utslippet vil raskt bli fortynnet utover fra utslippspunktet.

Produsert vann fra Dagny plattform skal renses til OIW < 10 ppm før utslipp til sjø. Det er gjennomført EIF-beregninger (Environmental Impact Factor) som viser at utslippet ikke skal utgjøre noen risiko for miljøet.

Utslipp av drenasjevann, kjølevann og sanitæravløpsvann er vurdert å ha minimale påvirkninger på omkringliggende miljø. Det samme gjelder utslipp av kontrollvæske på Eirin bunnramme.

Akutte utslipp og oljevern

Utsiktede utslipp fra petroleumsvirksomhet kan forekomme, bl.a. som følge av: utblåsninger fra felt-innretninger under boring og drift, lekkasjer fra rør, lekkasjer fra undervannsinstallasjoner, prosesslekkasjer og lekkasjer fra skytteltankere eller lasteoperasjoner. Det er gjennomført en miljørisikoanalyse for Dagny og Eirin som konkluderer med at miljørisikoen er vurdert å være lav, og at utbyggingen således har et akseptabelt risikonivå.

Det er utført en foreløpig beredskapsanalyse. Analysen konkluderer med et behov på 11 NOFO-systemer (oljevernssystem for bruk i åpen sjø) i barriere 1 og 2, med responstid fem timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 41 timer.

Konsekvenser arealbeslag

Satellittsporingene viser at det berørte området har lite fiskeriaktivitet. Siden bunninstallasjoner og rørledninger vil bli overtråkbare, forventes det ikke at drift av Dagny og Eirin vil medføre spesielle ulemper for norsk fiskeriaktivitet.

Det er ikke rapportert om forekomst av korallrev i de åpne havområdene av Nordsjøen. Områdene som

kan bli berørt av Dagny og Eirin har blitt kartlagt ved hjelp av ekkolodd. Hele influensområdet er svært homogent, og det har ikke blitt påvist strukturer som kan knyttes til korallrev eller til andre sårbare habitat.

Sjøbunnen i området er godt kartlagt uten funn av kulturminner.

Det er svært lav sannsynlighet for kollisjoner med skip. Både design- og operasjonelle tiltak er implementert for å unngå kollisjon og minske konsekvensene ved eventuelle sammenstøt. En nærmere beskrivelse vil bli gitt i beredskapsplanen for Dagny og Eirin.

Konsekvenser samfunnsøkonomi

For Dagny er nåverdien ved 6 % kalkulasjonsrente foreløpig beregnet til nær 20 milliarder 2011-kr. Denne fordeler seg med vel 70 % på staten i form av skatter og avgifter, mens nær 30 % tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet. Eirin har en foreløpig beregnet samfunnsmessig nåverdi på nær 7 milliarder 2011-kr, hvorav 74 % tilfaller staten, og resten de oljeselskapene som deltar i prosjektet.

I investeringsfasen er det en forventet verdiskapning i norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Dagny på nær 16 milliarder 2011-kr, eller rundt 55 % av totalinvesteringen, i hovedsak fordelt over sju år i perioden 2013-2019. For Eirin viser tilsvarende beregninger en forventet verdiskapning i norske vare- og tjenesteleveranser på ca. 2,8 milliarder 2011-kr, eller nær 68 % av utbyggingskostnadene.

I driftsfasen ventes det meste av verdiskapningen i leveransene til Dagny og Eirin å tilfalle norsk næringsliv. Bare noen reservedeler og en del vedlikeholdstjenester mv. kjøpes inn i utlandet. Samlet ventes en norsk verdiskapning til drift av Dagny i et normalår på nær 750 millioner 2011-kr. Dette gir en norsk andel av driftsleveransene på rundt 74 %.

2 Innledning

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene PL048, PL303, PL029B, PL029 og PL048E legger operatøren Statoil fram felles konsekvensutredning for utbygging og drift av Dagny-feltet og Eirin-feltet. Dagny og Eirin leverer separate søknader for utvikling og drift (PUD). Som følge av at Eirin planlegges med tilknytning til Dagny-plattformen, leverer prosjektene én felles konsekvensutredning. Feltene er lokalisert innenfor norsk sektor i den midtre delen av Nordsjøen ca. 30 km nord for Sleipner.

Prosjektene har vurdert ulike utbyggingsalternativ og eksportløsninger. Anbefalt utbyggingsløsning for Dagny er en sentralt plassert plattform med full stabilisering av oljeproduksjonen. Oljen skal eksporteres med skytteltankere via et nærliggende lagerskip, mens rikgassen eksporteres via Sleipner A. For Eirin er det valgt en standard bunnramme med tilkøpling til Dagny-plattformen.

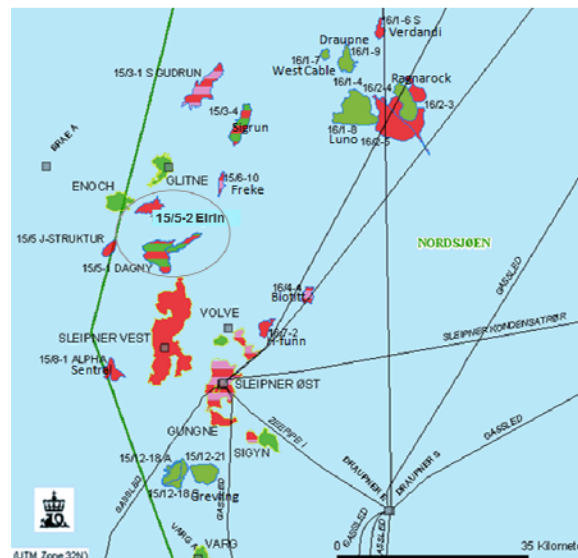
Konsekvensutredningen gjør rede for konsekvenser på miljø, naturressurser og samfunn ved utbygging og drift av Dagny og Eirin. Utredningen er utarbeidet i henhold til gjeldende norsk veiledning for Plan for Utbygging og Drift og Plan for Anlegg og Drift (OED 2010).

Konsekvensutredningen vil, i den grad det er mulig, også beskrive andre funn/ prospekt i lisensene som det på et senere tidspunkt kan være aktuelt å knytte opp mot Dagny og/eller Eirin.

2.1 Lisenser og rettighetshavere

Dagny og Eirin ligger i midtre del av Nordsjøen nordvest for Sleipner. Dagny er lokalisert i blokk 15/5 og 15/6. Feltet ligger ca. 30 km nordvest for

Sleipner Øst. Eirin er lokalisert i blokk 15/5, og ligger ca. 9 km nordvest for Dagny. Havdypet i området er om lag 120 m og havbunnen er relativt flat. Plassering av Dagny og Eirin i forhold til nærliggende felt er vist i Figur 2-1.



Figur 2-1 Plassering av Dagny og Eirin i forhold til nærliggende felt

Dagny ligger innenfor lisensene PL048, PL303, PL029B og PL029. Statoil er operatør for alle lisensene unntatt PL029 der ExxonMobil er operatør. En unit-avtale vil være på plass innen PUD-innsendelse, og Statoil vil være operatør for Dagny Unit, ref. Tabell 2-1.

Eirin ligger i sin helhet innenfor lisens PL048E. Statoil er operatør med 78,2 %, ref. Tabell 2-2.

Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierandeler i Dagny

Lisens	PL048	PL303	PL029B	PL029	Dagny pre-uni
Blokk	15/5	15/6	15/6	15/6	-
Statoil	78,2 %	100 %	50 %	-	58,46 %
ExxonMobil	-	-	30 %	100 %	33,00 %
Total	21,8 %	-	-	-	6,54 %
Det Norske	-	-	20 %	-	2,00 %

Tabell 2-2 Rettighetshavere og eierandeler i Eirin

Lisens	PL048E
Blokk	15/5
Statoil	78,2 %
Total	21,8 %

Dagny-feltet ble oppdaget av Esso i 1974 i PL029 brønn 15/6-2R, og bekreftet av Norsk Hydro i PL048 brønn 15/5-1 i 1977. Utvikling av feltet ble utsatt i påvente av en gasseksportløsning for området. Statoil overtok operatøransvaret for PL048 i 1997. Videre avgrensning ble foretatt i 2007 med brønn 16/6-9 i Dagny Øst segmentet i PL303 (tidligere kalt Ermintrude-prospektet), i 2008 med brønn 15/5-7 i PL048 og i 2010/2011 med brønnene 15/6-11S i PL303 og 15/6-11A i PL029.

Eirin (15/5-2) i PL048E ble boret første gang av Norsk Hydro i 1978. Brønnen ble midlertidig forlatt, og det ble gjennomført produksjonstest i 1979. Eirin inneholder tørr gass under relativt høyt trykk.

2.2 Formål med konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekter. Utredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningen skal bidra til å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet, samt gi omgivelsene anledning til å uttrykke sin mening og gi grunnlag for å påvirke utformingen av prosjektet.

2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning

2.3.1 Krav i internasjonalt lovverk

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EUs regelverk som Norge har implementert. EUs rådsdirektiv 97/11/EC (endringsdirektiv til rådsdirektiv

85/337/EEC) krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

2.3.2 Krav i norsk lovverk

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i petroleumsløven §§ 4.2 og 4.3, samt forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Utredningsprogrammet blir fastsatt av ansvarlig myndighet etter en forutgående offentlig høring, se App A. Fastsatt utredningsprogram.

Forskrift til petroleumsløven § 22a gir utfyllende bestemmelser om saksbehandling og innhold i konsekvensutredningen.

Forurensningslovens § 13 har bestemmelser om melding og konsekvensutredning ved planlegging av virksomhet som kan medføre forurensing.

Konsekvensutredningen for Dagny og Eirin er utarbeidet med sikte på å dekke kravene i begge lovverk.

2.4 Omtale i tidligere konsekvensutredninger

Både Dagny og Eirin er delvis inkludert i tidligere konsekvensutredninger. Dagny er nevnt som et av flere funn i området rundt Sleipner Vest i konsekvensutredningen for Sleipner Vest-feltet fra 1991. Utredningen oppgir at en utvinning av Dagny naturlig vil skje mot Sleipner, og at oppstart vil være avhengig av gassalg og tilgjengelig prosesskapasitet. Det var på den tiden ikke oppdaget oljeressurser av betydning i Dagny. Dagny (15/5-1) som gassfunn er også inkludert i Regional konsekvensutredning for Nordsjøen fra 2006. Dagny var da plassert i ressursklasse 4. En oversikt over ressursklassifiseringen er gitt i App D.

Eirin (15/5-2) er ikke nevnt i noen feltspesifikke konsekvensutredninger, men er inkludert i Regional konsekvensutredning for Nordsjøen fra 2006 i ressursklasse 5.

2.5 Utredningsprosessen

Utredningsprogrammet for Dagny og Eirin ble godkjent av Olje- og energidepartementet i brev av 25.6.2012. Fastsatt utredningsprogram er gjengitt i App A. En sammenfatning av innkomne høringsuttalelser og operatørens svar til disse er gitt i App B.

Med bakgrunn i det fastsatte programmet har operatøren utarbeidet en felles konsekvensutredning for Dagny og Eirin.

Rettighetshaver distribuerer utredningen på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner, samt innhenter uttalelser fra disse. Samtidig blir det kunngjort i Norsk lysingsblad at utredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredning legges i tillegg ut på operatørens nettsider.

Olje- og energidepartementet vil forestå den videre behandling av konsekvensutredningen og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt.

Underlagsdokumentasjon

Underlagsrapportene som er utarbeidet i forbindelse med konsekvensutredningen er vist i Tabell 2-1. Rapportene sammen med konsekvensutredningen gjøres tilgjengelige på operatørens nettsider: www.statoil.com/ku

I tillegg er det benyttet relevant dokumentasjon fra Regional konsekvensutredning for Nordsjøen med underlagsrapporter, bl.a. tilgjengelige på OLFs nettsider under "Publikasjoner" og underkategori "Miljørapporter": www.olf.no Referanser er oppgitt fortløpende i teksten og samlet i referanselisten, se kapittel 10.

Tidsplan

Plan for utredningsprosessen er utarbeidet i henhold til gjeldende saksbehandlingsrutiner og tar utgangspunkt i prosjektets hovedplan.

Tabell 2-3 Oversikt over underlagsrapporter

Tema	Tittel	Utarbeidet av
Miljørisiko	Miljørisiko- og beredskapsanalyse for utbygging og drift av Dagny og Eirin	Statoil ASA
Samfunn	Samfunnmessige konsekvenser av Dagny og Eirin-utbyggingen	Agenda Kaupang AS
EIF	Environmental Impact Factor (EIF) simulations related to Dagny field	Statoil ASA

Tabell 2-4 Plan for konsekvensutredningsprosessen

Beskrivelse	Tidsplan
Forslag til program for konsekvensutredning oversendt til relevante myndigheter og høringsparter	13.1.2012
Offentlig høring av forslag til program for konsekvensutredning (9 ukers frist)	13.1-19.3.2012
Behandling og sammenstilling av høringsuttalelser	19.3-2.4.2012
Departementets godkjenning av program for konsekvensutredning	Juni 2012
PUD/PAD Del 2 Konsekvensutredning oversendes til relevante myndigheter og høringsparter	1.10.2012
Offentlig høring KU (8 ukers frist)	1.10-26.11.2012
Innsending av PUD/PAD Del 1 Teknisk og økonomisk plan	Desember 2012
Antatt beslutning i Stortinget	Vårsesjon 2013

Utbygging av Dagny vil ha en investeringsramme på mer enn 10 milliarder kroner og skal således godkjennes av Stortinget. Olje- og energi-departementet lager derfor en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon som behandles i Stortingets komiteer før endelig godkjenning i Stortinget. Stortingsproposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet og inkluderer eventuelle forutsetninger og tiltak som ligger til grunn for godkjenningen. Eirin vil ha en investeringsramme under 10 milliarder kr, og krever derfor ikke behandling i Stortinget.

2.6 Nødvendige søknader og tillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanene må ulike tillatelser innhentes fra myndighetene. Noen av tillatelsene skal på plass i planfasen, mens andre tillatelser kan vente til utbyggingsfasen. Enkelte tillatelser er kun relevante for nedstegningsfasen. En oversikt over nødvendige søknader og tillatelser som må innhentes fra norske myndigheter er gitt i Tabell 2-5.

Behovet for eventuelt å innhente ytterligere tillatelser enn de som her er nevnt vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen.

Eventuelle søknader knyttet til modifikasjoner og behandling av kondensat og gass på Sleipner A vil bli håndtert av produksjonslisensen for dette feltet.

Tabell 2-5 Nødvendige søknader/tillatelser i forbindelse med utbygging og drift av Dagny og Eirin

Søknad/tillatelse	Lovverk	Ansvarlig myndighet
Plan for utbygging og drift, inkludert konsekvensutredning (PUD)	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet
Søknad om forlenget lisens PL303 og PL029B	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet
Tillatelse til produksjon	Petroleumsloven	Olje- og energidepartementet
Samtykke for boring	Petroleumsloven	Petroleumstilsynet
Samtykke for å ta i bruk rørledninger	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke for å ta i bruk lagerskip	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke til oppstart av drift av plattform	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke for å ta i bruk havbunnsinstallasjon	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke til bruk av dykking	Petroleumsloven og Styringsforskriften	Petroleumstilsynet
Samtykke for bruk av fiskalt målesystem	Petroleumsloven	Oljedirektoratet
Tillatelse til bruk av frekvens for telekommunikasjon mellom lagerskip og plattform		Post- og teletilsynet
Utslippstillatelse for boring	Forurensingsloven	Klima- og forurensningsdirektoratet
Tillatelse til utslipp fra rørledninger i forbindelse med klargjøring før drift	Forurensningsloven	Klima- og forurensningsdirektoratet
Utslippstillatelse for drift	Forurensningsloven	Klima- og forurensningsdirektoratet

3 Prosjektbeskrivelse

3.1 Helse miljø og sikkerhet (HMS)

Operatørens overordnede mål er null skade, og HMS-forpliktelser er således innarbeidet i all forretningsvirksomhet. Det er et uttalt mål å konstruere og drive anlegg og installasjoner på en måte som sikrer at ulykker og alvorlige hendelser ikke skjer, og slik at negative miljøkonsekvenser ikke oppstår.

HMS har stått sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av Dagny og Eirin gjennom hele prosjektfasen. Alle aktiviteter er underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS.

Utbyggingen av Dagny og Eirin skal møte operatørens målsetninger som vist i Figur 3-1. Målsetningene vil videreføres under drift av feltet for å sikre null skader på mennesker og miljø.



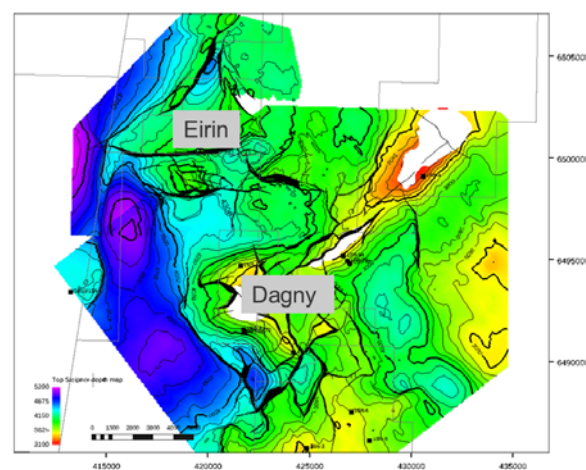
Figur 3-1 Operatørens overordnede HMS-mål

3.2 Reservoarbeskrivelse

Oljen og gassen i Dagny-reservoaret ligger i Hugin-formasjonen (Midt Jura, Callovian) fra 3300 til 3900 m under havoverflaten. Trykket i reservoaret er ca. 477 bar og total hydrokarbonkolonne er ca. 600 meter, hvorav ca. 250 m er oljekolonne. Reservoaret har en relativ kompleks struktur med mange forkastninger og høy helning på flankene.

Eirin-reservoaret inneholder gass under relativt høyt trykk (~720bar på 4130mTVDSS). Ca. 80 % av reservene ligger i Skagerak-formasjonen (Trias) og ca. 20 % i Sleipner-formasjonen (Jura). Skagerrak-formasjonen har en tykkelse på ca. 150 m og ligger ca. 4100 m under havoverflaten.

Et strukturelt dybdekart for Dagny- og Eirin-reservoarene er vist i Figur 3-2.



Figur 3-2 Reservoar-dybdekart på Sleipner-reservoarnivå for Dagny og Eirin

3.3 Ressurser og produksjonsprofiler

Ressurser omfatter alle anslåtte petroleumsmengder, her presentert som utvinnbare ressurser. Ressursestimatene er foreløpige og vil bli oppdatert i PUD-dokumentasjonen.

3.3.1 Utvinnbare ressurser

Utvinnbare ressurser er de estimerte salgbare petroleumsmengdene, fra produksjonsstart til produksjonen er avsluttet, basert på det gjeldende anslaget av tilstedeværende mengder og utvinningsgrad. For Dagny og Eirin er utvinnbare ressurser i ressursklasse 2 anslått til rundt 40 millioner Sm³ oljeekvivalenter, ref. Tabell 3-1. I tillegg er det anslått 2,4 millioner Sm³ oljeekvivalenter i ressursklasse 5 for IOR og Fase 2 gassinjeksjon, samt 5,1 millioner Sm³ oljeekvivalenter i ressursklasse 8 for uborete Dagny-segmenter og Dagny/Eirin prospekter, ref. Tabell 3-2. Prospekter er uoppdagede, utvinnbare petroleumsmengder som ikke er påvist ved boring (ressursklasse 8). En oversikt over ressursklasser er gitt i App D.

gass er kalt Fase 1. Alternativet med import av ekstra injeksjonsgass fra Gassled er kalt Fase 2.

Konsekvensutredningen er basert på produksjonsprofilene som ble benyttet i FEED-studiene (forprosjektering). Siden modellering og estimering av ressursgrunnlaget er en pågående aktivitet, vil disse profilene og tilhørende reservetall bli justert i løpet av prosjektfasen. Tallene oppgitt i konsekvensutredningen kan derfor avvike fra det som blir oppgitt i PUD del 1. Produksjonsprofiler benyttet til FEED-studiene er vist i Figur 3-3. Profilene er basert på oppstart i desember 2016 og 90 % produksjonsregularitet.

Tabell 3-1 Utvinnbare ressurser klasse 2 for Dagny og Eirin

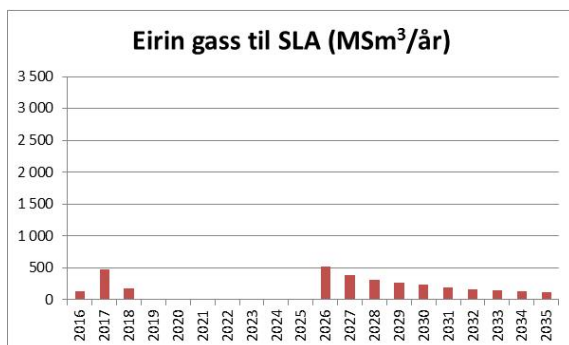
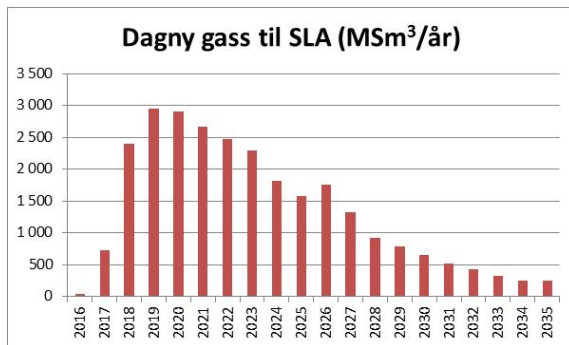
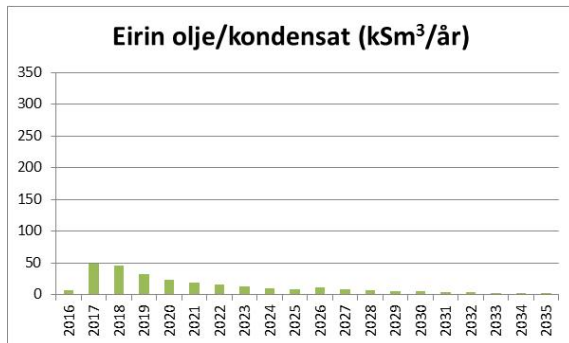
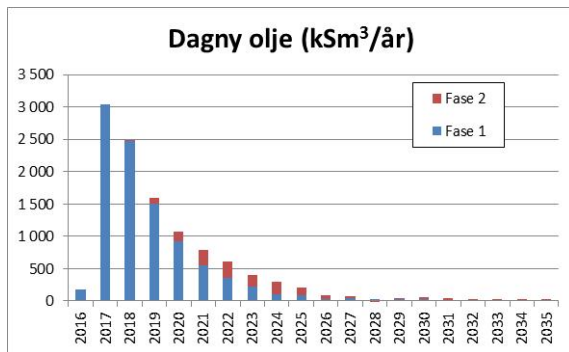
Felt	Olje (MSm3)	Gass (GSm3)	NGL (Mtonn)	Oljeekvivalenter (MSm3)
Dagny	13,9	15,9	2,3	34,2
Eirin	0,3	7,7	0,1	8,1
Totalt	14,2	23,6	2,4	42,3

Tabell 3-2 Utvinnbare ressurser klasse 5 og 8 for Dagny og Eirin

Felt	Ressurs-klasse	Olje (MSm3)	Gass (GSm3)	Oljeekvivalenter (MSm3)
Dagny IOR	5	2,15	0,21	2,4
Uborede segmenter	8	2,5	0,25	2,8
PL 303 prospekter	8			2,3

3.3.2 Produksjonsprofiler

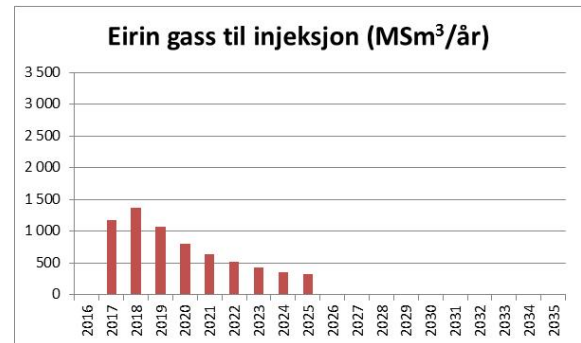
Anbefalt dreneringsstrategi for Dagny-oljen er å legge til rette for full gassinjeksjon med import av gass fra Gassled. Beslutning om full gassinjeksjon skal tas etter å ha fått informasjon om produktivitet og trykkutvikling i oljeprodusentene etter noen måneders produksjon. Det vil også være mulig å injisere noe av Eirin-gassen for delvis trykkvedlikehold i perioden før import fra Gassled eventuelt blir realisert. Første produksjonsperiode med enten gasskappedriv eller injeksjon av Eirin-



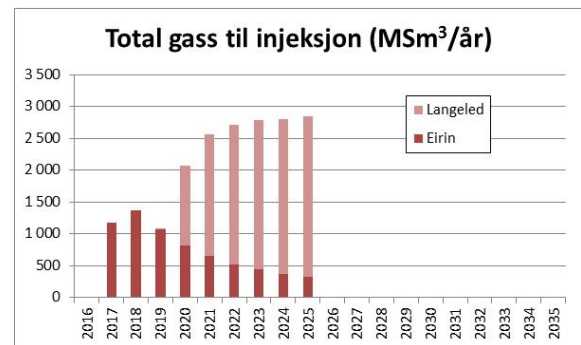
Figur 3-3 Foreløpige produksjonsprofiler for Dagny og Eirin. Basert på trykkvedlikehold i Dagny-reservoaret gjennom injeksjon av gass

Injeksjonsprofil for antatte injeksjonsvolum fra Eirin er vist i Figur 3-4. Eventuelle importvolum fra Gassled, ved en Fase 2 gassinjeksjon for forbedret utvinning (IOR) med injeksjon av både Eirin-gass og gass fra Gassled, er vist i Figur 3-5. Dersom det

blir besluttet å importere ekstra gass til injeksjon vil eksport av gass til Sleipner A øke tilsvarende.



Figur 3-4 Besluttet injeksjonsalternativ med kun Eirin-gass



Figur 3-5 Forbedret utvinning (IOR) med full gassinjeksjon

3.4 Andre funn og prospekter

Utbyggingen er basert på påviste ressurser i Dagny og Eirin (ressursklasse 2 ved godkjent PUD). Det er i tillegg gjort forberedelser for å kunne ta inn ressurser som per i dag ikke er påvist.

Dagny-plattformen er tilrettelagt for tilknytning av tre undervannsinstallasjoner i tillegg til Eirin. Dagny-strukturen inneholder flere uborede segmenter som kan knyttes opp mot Dagny dersom funn, enten boret fra plattformen eller knyttet opp gjennom en undervannsinstallasjon. I tillegg er også Fanten-prospektet kartlagt. Dette ligger i PL 303, ca. 10 km sørøst for Dagny-plattformen og kan knyttes opp dersom funn.

Prospektet Zorn ligger like sør for Eirin i PL303 og er en del av planen for Eirin-utbyggingen. Den tredje brønnen fra Eirin-installasjonen vil bli boret til Zorn-prospektet, og brønnen vil bli satt i produksjon sammen med Eirin hvis det blir gjort et drivverdig funn. I tillegg vil Langemann-prospektet like nord for Eirin være en mulig kandidat, men dette prospektet er foreløpig ikke modnet fram til en beslutning om boring. Eirin-installasjonen har i alt fire brønnsliiser og er i tillegg tilrettelagt for tilknytning av ekstern undervannsinstallasjon.

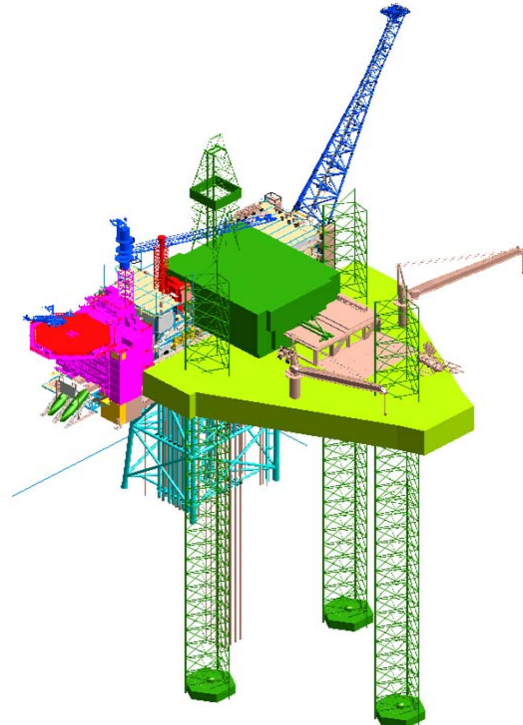
Etter hvert som brønnene blir boret på Dagny, Eirin og prospektene i området, vil ny informasjon fra disse brønnene kunne føre til at nye muligheter blir identifisert.

3.5 Boring og brønn

Dagny

Utbyggingsplanene for Dagny innebærer boring av 13 brønner, åtte oljeproduksjonsbrønner og fem gassbrønner. To av gassbrønnene vil i starten bli brukt som gassinjektorer, for senere å bli konvertert til gassprodusenter. De tre siste gassbrønnene er dedikerte gassprodusenter. Plattformen er designet med totalt 20 brønnsliiser med mulighet for å bore tilleggsbrønner i forbindelse med uborede segmenter og IOR.

Brønnene på Dagny planlegges boret med en mobil, oppjekkbar rigg. To til tre brønner vil bli forboret før toppdekket blir installert. Forboring vil skje ved at boreriggen borer gjennom plattformens stålunderstell før dekket er installert. Etter at toppdekket er montert, vil riggens boreårn plasseres over dekk og vil fortsette med bore- og brønnaktiviteter mens plattformen er i drift, ref. Figur 3-6. Kontrakt er inngått med Mærsk Drilling AS for bygging av en ny jack-up borerigg, type CJ-70, for boring på Dagny.



Figur 3-6 Oppjekkbar borerigg (i grønt) plassert over Dagny toppdekk og stålunderstell

Det er lagt opp til gassløft i tre oljeprodusenter, med mulighet for å øke antallet.

Brønnene vil bli boret med totalt fem seksjoner. Foreløpig borekonsept er basert på bruk av vannbasert borevæske i de to øverste seksjonene, og de resterende med oljebasert borevæske. Valg av oljebasert borevæske i de tre nederste seksjonene er basert på erfaringer fra områder med ustabile formasjoner og høy vinkel på brønnene. Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske vil slippes til sjø.

Borekaks fra seksjoner boret med oljebasert borevæske er planlagt renses på riggen med termodynamisk kaks-renseteknologi (TCC), for så å slippes til sjø. Alternative løsninger for håndtering av oljeholdig borekaks er beskrevet i kapittel 3.8.4.

Total lengde for en gjennomsnittlig brønn, samt lengde per brønnseksjon på Dagny, er gitt i Tabell 3-3.

Foreløpig boreplan for Dagny, ref. Tabell 3-4, har borestart i tredje kvartal 2015, og konsekvensutredningen er basert på dette. Boring og komplettering, inkludert mobilisering og demobilisering av borerigg, vil foregå i en periode på omlag fire år for boring av planlagte brønner – med mulighet for forlengelse opptil seks år for boring gjennom resterende brønnsliiser.

Eirin

Utbyggingsplanene for Eirin innebærer boring av tre brønner, der den ene bores til prospektet Zorn. Det er mulighet for totalt fire brønner. Brønnene er planlagt boret med en flyterigg. Valg av rigg er ikke fortatt på nåværende tidspunkt.

Boring på Eirin er foreløpig basert på bruk av vannbasert borevæske i de tre øverste seksjonene. Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske vil slippes til sjø. Borekaks fra seksjoner boret med oljebasert borevæske vil bli sendt til land for videre behandling. Total lengde for en gjennomsnittlig brønn, samt lengde per brønnseksjon på Eirin er gitt i Tabell 3-5.

Foreløpig boreplan for Eirin, ref. Tabell 3-6, har borestart andre kvartal 2015, og konsekvensutredningen er basert på dette. Boring og komplettering, inkludert mobilisering og demobilisering av borerigg, vil foregå i en periode på omlag ett år.

Tabell 3-3 Oversikt over lengde for ulike seksjoner i injeksjonsbrønn og en gjennomsnittlig brønn for Dagny

Type brønn	Brønnseksjon [m]						Gjennomsnittlig total lengde [m]
	36"	26"	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"	8 1/2" pilot hole	
Gjennomsnittlig oljebrønn	141	1047	1871	1919	1322	435	6300
Gjennomsnittlig gassbrønn	141	1047	1824	1193	161	---	4365

Tabell 3-4 Foreløpig plan for boring av brønner på Dagny, basert på borestart i 2015

Beskrivelse	Antatt startdato	Varighet [Døgn]
Mobilisering av rigg Dagny	Q3 2015	45
Boring av 9 7/8" pilothull	Q3 2015	5
Boring av brønn 1,2 og 3	Q4 2015	188
Installasjon av topside (ingen boring)	Q2 2016	123
Ferdigstilling av brønn 1,2 og 3	Q3 2016	160
Boring og komplettering brønn 4-13	Q2 2017	958

Tabell 3-5 Oversikt over lengde for ulike seksjoner i injeksjonsbrønn og en gjennomsnittlig brønn for Eirin

Type brønn	Brønnseksjon [m]						Gjennomsnittlig total lengde [m]
	42"	26"	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"	8 1/2" pilot hole	
Gjennomsnittlig brønn	45	856	1920	1463	461	---	4745

Tabell 3-6 Foreløpig plan for boring av brønner på Eirin, basert på borestart i 2015

Beskrivelse	Antatt startdato	Varighet [Døgn]
Mobilisering rigg Eirin	Q2 2015	10
Boring og komplettering av brønn 1-3	Q2 2015	323

3.6 Prosjekthistorie og tidligere vurderte utbyggingsløsninger

Tidligfase

Fram til 2011 ble det gjennomført avgrensingsboring på Dagny, og utført studier for å vurdere om prosjektet er gjennomførbart teknisk og økonomisk. Totalt er det boret syv lete- og avgrensingsbrønner pluss fire sidestegsboringer i Dagny-feltet og Dagny-området. Det er også innhentet ny 3D-seismikk for å ha tilstrekkelig informasjon til å beslutte en økonomisk forsvarlig utbygging og velge beste utbyggingsløsning.

Konseptfase

Formålet med konseptfasen var å finne og modne frem det beste konseptet som både kunne sikre god utvikling av ressursene, trygg økonomi og sørge for ivaretagelse av selskapets HMS-forpliktelser. Gjennom konseptfasen ble ulike utbyggingsløsninger vurdert for Dagny, inkludert undervannsanlegg, gjenbruk av eksisterende installasjoner og flytende produksjonsanlegg. To hoved-dreneringsstrategier ble vurdert; gassinjeksjon og naturlig gasskappedriv (trykkavlastning). Tidligere vurderte utbyggingsløsninger er presentert i App C. For Eirin ble det vurdert alternativ tilknytning direkte til Sleipner i stedet for til Dagny.

Forprosjektering

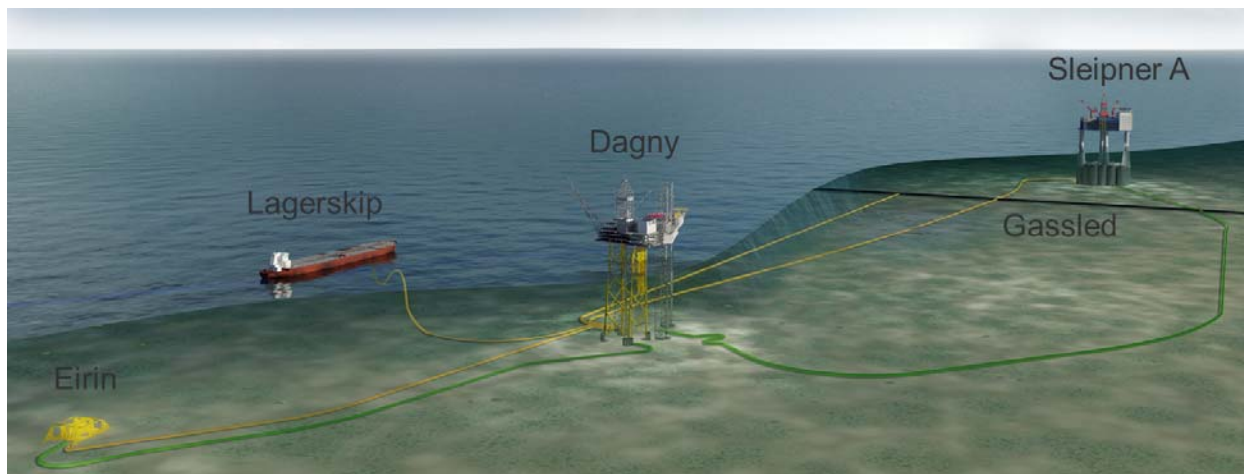
Studier for forprosjektering (FEED) ble gjennomført i første halvdel av 2012. Utslippsberegningene i denne rapporten er i hovedsak basert på resultatene fra dette arbeidet.

3.7 Utbyggingsløsningen (plan for utbygging, anlegg og drift)

Anbefalt utbyggingsløsning for Dagny og Eirin er én sentralt plassert plattform på Dagny-feltet med 20 brønnsliisser, og én standard havbunnsramme med fire slisser på Eirin-feltet som koples til Dagny plattform. Plattformen skal ha tretrinns separasjonsprosess med eksport av rikgass til Sleipner A og stabilisert olje til et nærliggende lagerskip. Etter prosessering på Sleipner transporteres kondensat videre i rørledning for behandling på Kårstø, mens gassen transporteres i eksportrørledningene Statpipe, Zeepipe og Langeled til Easington og Zeebrugge. En oversikt over utbyggingsløsningen er vist i Figur 3-7.

Dersom injeksjon kan bekreftes som gunstig i tidlig produksjonshistorie, vil dreneringsstrategien for Dagny-oljen baseres på trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon. Gass til injeksjon kan hentes fra Gassled og Eirin. Det er forventet å kunne injisere gass i reservoaret inntil 10 år. Dagny vil i tillegg ha gassløft i oljeproduzentene.

Gassen fra Eirin vil eksporteres til Gassled via Dagny og Sleipner A. Gassen kan også bli brukt til gassinjeksjon i Dagny-reservoaret, samt til gassløft i oljebrønnene.



Figur 3-7 Utbyggingsløsning for Dagny og Eirin. Gule linjer er rørledninger, mens grønne linjer er kontrollkabler. Eventuell tilknytning til Gassled vil bli besluttet etter oppstart.

3.7.1 Produksjonsplattform

Dagny produksjonsplattform vil ha anlegg for mottak av brønnstrøm, prosessering, injeksjon av gass, og eksport av stabilisert olje og riggass.

Plattformen vil ha tretrinns separasjonsprosess og testseparator. Gassen fra førstetrinn og/eller testseparator blir avkjølt og vasket i gass-skrubberer. Gass fra andre- og tredjetrinns-separatorene trykkes opp til eksporttrykk og blandes med gass fra gass-skrubberer. Gassen eksporteres deretter til Sleipner A. For å hindre hydratdannelse er det mulighet for kontinuerlig injeksjon av MEG (monoetylenlynglykol). Stabilisert olje pumpes via en rørledning til lagerskipet.

Boligkvarterer er designet for 70 personer. Plattformen skal være permanent bemannet med et mannskap på ca. 22 personer under normal drift. Understellet skal bygges i stål (jacket), og plattformen er designet for en levetid på 30 år. En skisse av plattformen er vist i Figur 3-8.

Produsert vann vil bli behandlet i hydrosykloner, avgasser og kompakt flotasjonsenhet før utslipp til sjø.

Plattformen skal tilrettelegges for tilknytning av tre framtidige satellittfelt i tillegg til Eirin. Produksjonskapasiteter er vist i Tabell 3-7.

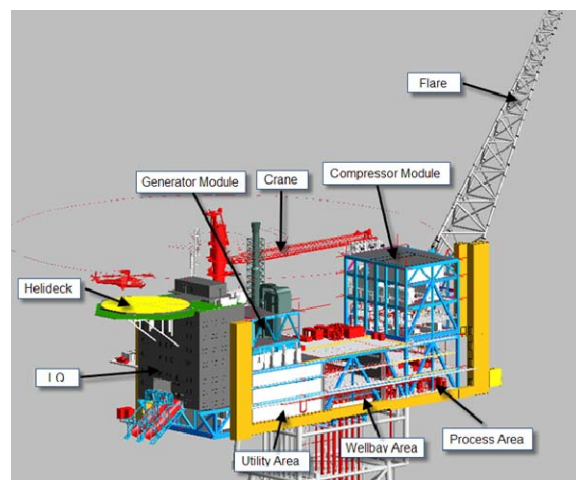
Tabell 3-7 Produksjonskapasiteter på Dagny plattform

Eksport riggass:	9 MSm ³ /d
Eksport olje:	10 000 Sm ³ /d
Produsert vann:	4 000 Sm ³ /d
Eirin-gass:	5 MSm ³ /d

Dagny plattform vil ha følgende hjelpesystemer:

- Kjølemedium for prosess
- Kjølemedium for hjelpesystemer
- Varmemedium (for HVAC-forbrukere)
- Kjemikalieinjeksjon
- Fakkelsystem
- Behandlingsanlegg for olje i vann
- Brenngass
- MEG-injeksjon
- Hypoklorittgenerering

- Sjøvann
- Ferskvann
- Damp og høytrykksvann
- Åpen drenering
- Lukket drenering
- Diesel
- Trykkluft
- Inertgass
- Hydraulikk

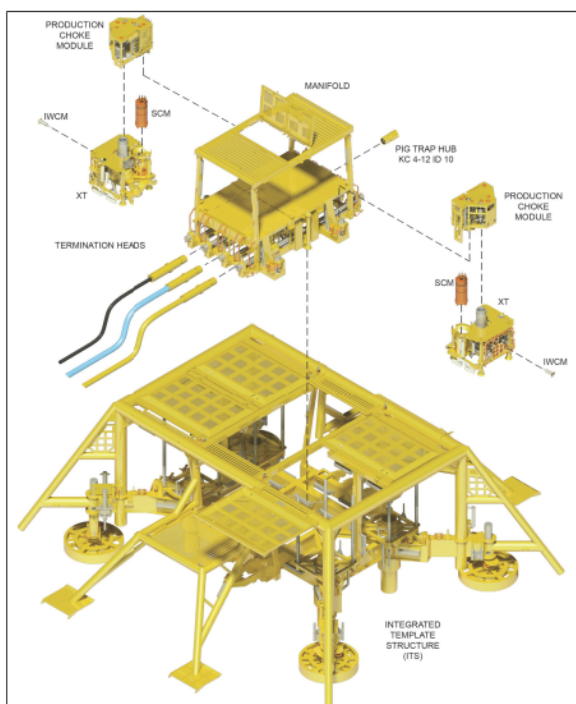


Figur 3-8 Dagny produksjonsplattform (toppdekk)

3.7.2 Eirin undervannsanlegg

På Eirin-feltet vil det bli installert en standard bunnramme med fire brønnsisser, ref. Figur 3-9. Installasjonen vil bli liggende på ca. 118 m dyp og vil bli designet for overtrålbarhet. I utgangspunktet skal det bores tre brønner på Eirin, det vil si at én brønnsisse blir ledig for mulig fremtidig prospekt. Siden reservoaret har relativt høyt brønnehodetrykk (610 bara), skal det integreres et eget trykksikringssystem, en såkalt HIPPS (High Integrity Pressure-Protection System). Bunnrammen koples til en rørledning som fører brønnstrømmen til Dagny plattform.

Bunnrammen styres ved hjelp av et åpent hydraulikksystem fra Dagny plattform. Det vil bli lagt en ca. 9 km lang kontrollkabel mellom Dagny og Eirin som skal brukes til overføring av kontrollsignaler, vannbasert hydraulikkvæske og injeksjonskjemikalier.



Figur 3-9 Standard bunnramme med fire brønnsliiser, manifoil og beskyttelsesstruktur

3.7.3 Lagerskip

Et skipsformet lagerskip (FSO) er valgt som lager- og eksportløsning for oljen fra Dagny (Figur 3-10). Bakgrunnen for å velge en eksportløsning med lagerskip og skytteltankere er at Dagny-oljen har lavt stivningspunkt, og at det derfor er både teknisk utfordrende og kostbart å transportere oljen via rørledninger. Lagerskipet blir lokalisert ca. 2,5 km fra Dagny plattform, og skal være fast oppankret med et turret-system. Forankrings-systemet vil bestå av 12 ankerliner fordelt på 3 klynger med 4 liner i hver.

Lagerkapasiteten skal være 650-850 000 fat. Skipet blir bemannet, trolig med om lag 13-15 personer. Oljen fra Dagny blir overført i en 10" rørledning. For at oljen ikke skal stivne vil temperaturen holdes på ca. 50 °C både i rørledningen og på lagerskipet. Lossing til skytteltankere vil foregå via et akterlossesystem (SDS) med en overføringsrate på 5-8000 m³/time. Losseslangen vil være ca. 120 m lang, og skipene vil ligge med en avstand på 70-90 m. Under maksimum produksjon på Dagny vil lossing foregå hver 10. dag. Mot slutten av produksjonsperioden vil det gå opp mot tre måneder mellom hver lossing. Typisk lossetid vil være 18-24 timer.

Håndtering av oljen på lagerskipet genererer avdamping av hydrokarboner. For å redusere utslipp og oppfylle myndighetskrav vil det bli installert utstyr for reduksjon av nmVOC.

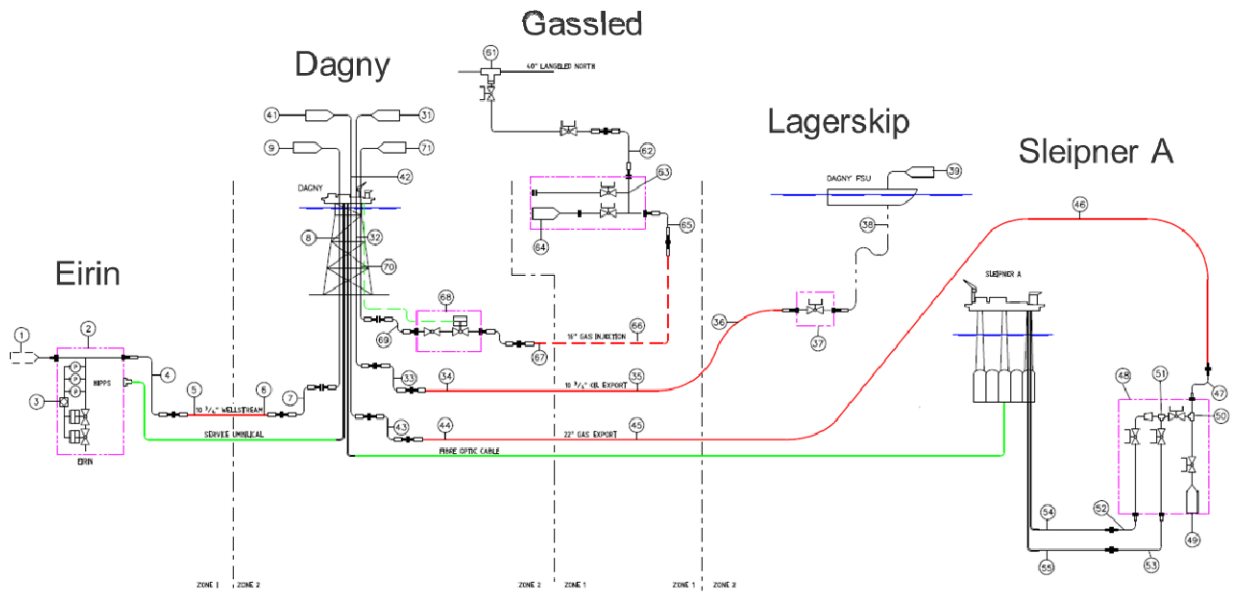
Basert på forventet produksjonsprofil for oljen er den valgte anskaffelsesstrategien å leie lagerskipet for en fast periode på tre (3) år etterfulgt av 7 x 1 års opsjoner. Designlevetiden skal være minimum 10 år. Dagny lagerskip kan bli basert på ombygging av et eksisterende tankskip. Dette vil blant annet innebære at alt kraftgenererende utstyr allerede er montert om bord i skipet, og at ombyggingen kun vil omfatte systemer som er nødvendige for å oppfylle funksjonen som lagerskip.



Figur 3-10 Dagny FSO med opplasting til skytteltanker

3.7.4 Rørledninger

Dagny vil ha to eksportrørledninger, én for gass til Sleipner A og én for olje til lagerskipet. Eirin vil ha en rørledning for eksport av brønnstrøm til Dagny. Levetiden skal være 30 år for Dagny-rørene, og 25 år for Eirin. Det vil også bli lagt kontrollkabel mellom Eirin og Dagny, og en fiberkabel mellom Dagny og Sleipner. Tilkopling til Gassled er ikke vedtatt, men presentert som en fremtidig mulighet. En skisse av planlagte rørledninger og kontrollkabler er vist i Figur 3-11.



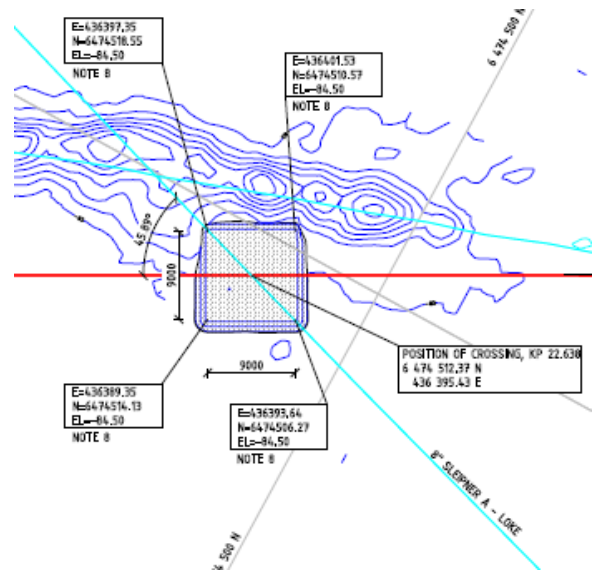
Figur 3-11 Prinsippsskisse av rørledninger og kontrollkabler for Dagny og Eirin. Planlagte rørledninger er vist i hel rød linje. Planlagte kontrollkabler er vist i hel grønn linje. Fremtidige rørledninger og kontrollkabler er vist med stiplet linje.

Rørledningsrutene skal være så korte som mulig. På oljerøret blir det en liten ekstra sving for å unngå ankrene til lagerskipet. Eksportgassrøret går nordøst om Sleipner og koples inn på østsiden av Sleipner A.

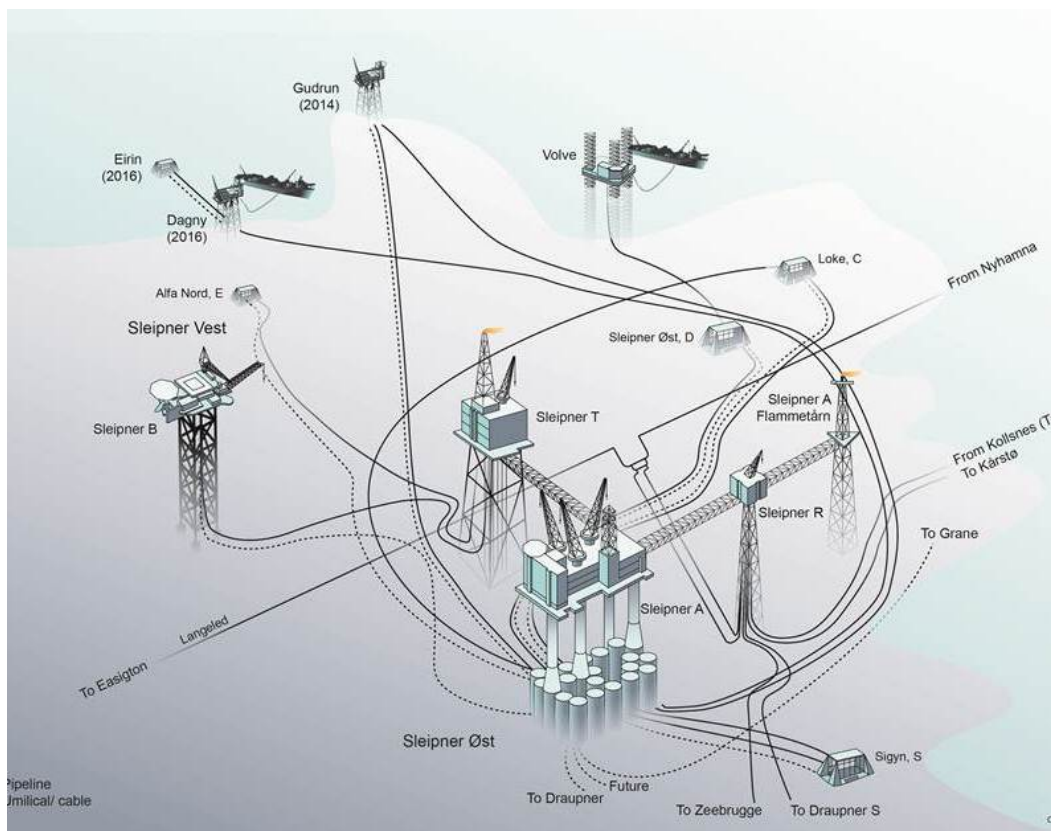
Sjøbunnen i området er relativt flat, og dybden varierer mellom 117 og 86 m.

Rørkryssinger

For å sikre nødvendig vertikal avstand ved kryssing av eksisterende rørledninger og annen infrastruktur, vil det bli installert steinfyllinger som gir en separasjon på 0,5 m mellom rørene. Rundt Sleipner vil gasseksport-rørledningen krysse i alt 11 rørledninger og kontrollkabler. Eksempler på typiske steinfyllinger ved overkryssinger er vist i Figur 3-12 og Figur 3-13.



Figur 3-12 Eksempel på typisk steindump ved nedgravd kryssing. Blå strek = eksisterende rør. Rød strek = kryssende rør.



Figur 3-14 Eksisterende infrastruktur i Sleipner-området

3.7.7 Behov for modifikasjoner på Sleipner

Prosessanlegget på Sleipner har tilstrekkelig kapasitet til å ta i mot gass fra Dagny og Eirin. Mottak av rikgass vil kreve følgende nytt utstyr/modifikasjoner på Sleipner A:

- Ny innløpsvarmer for Dagny rikgass
- To nye stigerør
- Operasjonstrykk for innløpsseparator B økes til 35 barg
- Testseparator endres til produksjonsseparator for Sleipner A egenproduksjon og Sigyn. Opsjoner med egenproduksjon til 3. trinns separator.
- Endringer i målesystem
- Mulig skifte av impellere for SLA rekompresorer

Det vil ikke bli installert nytt kraftkrevende utstyr eller gjort modifikasjoner på kraftanlegget på Sleipner i forbindelse med Dagny og Eirin.

3.8 BAT-vurderinger

I henhold til IPPC-direktivet stilles det krav til at energien utnyttes effektivt og at beste tilgjengelige teknikker (Best Available Techniques - BAT) tas i bruk for å forebygge og begrense forurensing. BAT-vurderinger skal inneholde kost-nytteberegninger. Krav om vurderinger av BAT er nedfelt i operatørens interne prosedyrer og er således gjennomført og lagt til grunn ved valg av konsept og teknologi.

De viktigste BAT-vurderingene som er gjennomført for Dagny og Eirin er kort listet som følger:

- Kraftgenerering og kraftforsyning
- Energistyring
- Behandling av produsert vann
- Kaldventilering og gjenvinning av VOC
- Rørdiameter og materialvalg
- Behandling av borekaks

En nærmere beskrivelse av de viktigste BAT-vurderingene er gitt under.

3.8.1 Kraftgenerering og kraftforsyning

Kraftgenerering offshore med dieseldrevne eller gassdrevne generatorer er en kilde til utslipp av CO₂ og NO_x. Det er et uttalt mål å redusere slike utslipp til luft. For å oppnå best mulig kraftløsning både med tanke på sikkerhet, miljø og økonomi har følgende kraftalternativ blitt vurdert:

1. Lokal kraftgenerering med to stk. lav NO_x-gasturbiner
2. Lokal kraftgenerering med to stk. lav NO_x-gasturbiner hvorav én med varmegjenvinning
3. Import fra nærliggende kraftprodusenter
4. Import av elektrisk kraft fra land
5. Lokal kraftgenerering med én kombinert diesel- og gasturbin (uten lav-NO_x) og tilrettelegging for senere import av kraft fra land

1. Lokal kraftgenerering med lav-NO_x-gasturbiner

I tidligere planleggingsfaser har base case for hovedkraftløsning vært egen kraftgenerering på Dagny plattform ved hjelp av to gasturbiner av typen LM2500+ med DLE-teknologi. DLE er forkortelse for Dry Low Emissions og innebærer at turbinene er av lav-NO_x-type. Disse turbinene har lave NO_x-utslipp og god driftssikkerhet ved kjøring på jevn, høy last. Gasturbinene har en energieffektivitet på ca. 36 %.

Dersom Dagny ikke kan skaffe til veie kraft fra mer energieffektive eller mindre forurensende kilder, er lav-NO_x-gasturbiner ansett som BAT.

2. Lokal kraftgenerering med lav NO_x-gasturbiner og varmegjenvinning

Prosesseringen på Dagny har begrenset varmebehov. Det er derfor ikke aktuelt å installere varmegjenvinning på turbinene med formål om å tilføre varme til prosessen. For å kunne øke energieffektiviteten og få en bedre utnyttelse av overskuddsvarmen fra turbinene, har prosjektet undersøkt muligheten for å bruke den varme eksosen fra gasturbinene til å drive ekstra dampturbiner som igjen brukes til å generere elektrisk kraft, såkalt kombinert syklus.

Kombinert syklus på gasturbiner øker virkningsgraden med ca. 20 %, og gir tilsvarende utslippsreduksjoner. Investeringskostnaden ble i konsept-

fasen anslått til ca. 900 millioner kr, noe som ville gi en tiltakskost for CO₂ på om lag 3500 kr/tonn.

Som følge av svært høy kost i forhold til utslippsbesparelser er kombinert syklus ikke ansett som BAT.

3. Import fra nærliggende kraftprodusenter

Prosjektet har sett på muligheten for å forsyne Dagny med kraft fra Sleipner-installasjonene, som ligger ca. 30 km fra Dagny plattform. Siden Sleipner allerede skal forsyne Gudrun-plattformen med elektrisk kraft, vil det ikke være nok kapasitet til også å levere hovedkraft til Dagny. Det er teknisk mulig å utvide kapasiteten på Sleipner ved å bygge om en eksisterende gasskompressor til kraft-generator. En slik ombygging er imidlertid kostbar og innebærer betydelig risiko. Gasturbinene på Sleipner er av konvensjonell type uten lav-NO_x. Sleipner-alternativet vil derfor medføre høyere utslipp av NO_x til luft enn ved egengenerering på Dagny. Et visst krafttap i overføringskabelen vil også medføre noe økte utslipp av CO₂ i forhold til lokal kraftgenerering.

Tekniske utfordringer, dårlig økonomi og manglende miljøgevinst gjør at alternativet med hovedkraft fra Sleipner ikke er ansett som en aktuell løsning.

4. Import av kraft fra land

Prosjektet har utredet om det er hensiktsmessig å forsyne Dagny plattform med kraft fra land. Det er gjennomført studier på teknisk gjennomførbarhet og kostnader.

To ulike kraft fra land-konsept ble vurdert i konseptfasen:

- Direkte import til Dagny plattform
- Import via en felles transformator- og omformerstasjon (knutepunkt) for Dagny, Draupne og Edvard Grieg

Dagny plattform

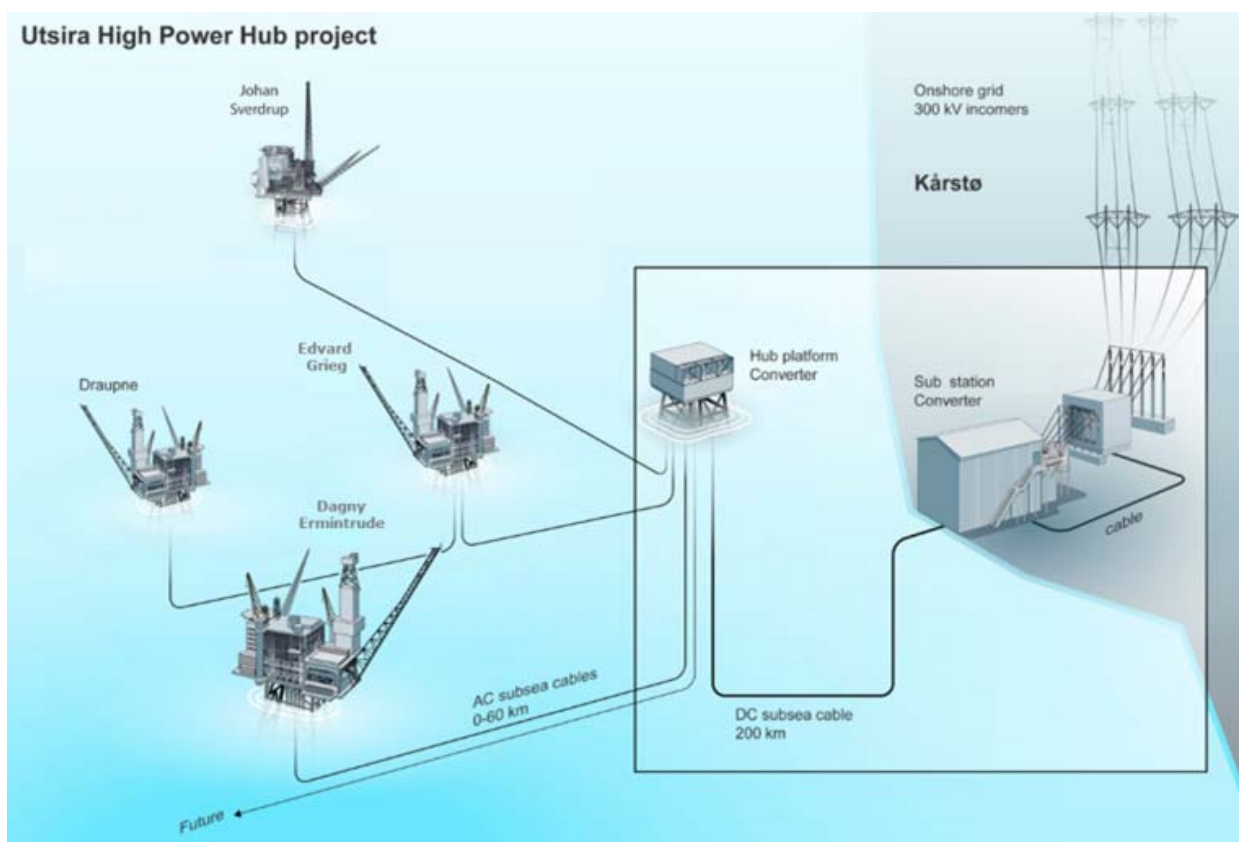
Import av kraft fra land innebærer svært høye investeringer. Dersom ett prosjekt skal bære en slik kostnad alene, vil det innebære uforholdsmessig store kostnader i forhold til utslippsreduksjonene på installasjonen. Elektrifisering av Dagny-plattformen alene er antatt å ha en investeringskost på ca. 2,2 milliarder kr. Tiltakskosten er estimert til ca. 1700 kr/tonn CO₂.

Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt

For å få en bedre utnyttelse av investeringene i infrastruktur, har operatørene Statoil, Det Norske og Lundin sett på et alternativ med én felles transformator- og omformerstasjon som kan dekke kraftbehovet til prosjektene Dagny, Draupne og Edvard Grieg, samt gi mulighet for tilkoping av eventuelt fremtidig prosjekt i området. For denne løsningen ble tiltakskosten foreløpig estimert til ca.

800 kr/tonn CO₂. En felles kraftløsning har en rekke utfordringer, blant annet knyttet til de ulike plattformenes tidsplaner og behov for reservekraft. Estimater er derfor beheftet med betydelig usikkerhet.

Etter positive funn i Johan Sverdrup-feltet, har også dette feltet blitt inkludert i samarbeidsprosjektet med kraft fra land. Dette gir større totalt kraftbehov og øker kompleksiteten siden Johan Sverdrup, som vil være den største brukeren, er i tidlig planleggingsfase. Antatt totalt kraftbehov for alle feltene er i størrelsesorden 250 MW. Dagnys behov er rundt 25 MW ved maksimalt forbruk. Elektrifiseringsprosjektet er i en studiefase og konseptvalg er forventet i løpet av 2012. En skisse av Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt er vist i Figur 3-15.



Figur 3-15 Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt

I forbindelse med vurderingene rundt elektrifisering av Utsirahøyden (Dagny, Draupne og Edvard Grieg) ble det bestilt en rapport fra konsulent- og analyseselskapet Econ Pöyry (Econ Pöyry, 2011). Rapporten skulle blant annet gi svar på følgende spørsmål:

- Hvilken effekt vil kraft fra land ha på CO₂-utslippene – globalt og nasjonalt?
- Vil CO₂-utslipp fra konstruksjon, installasjon og fjerning oppveie potensielle utslippsreduksjoner?

Rapporten har følgende hovedkonklusjoner:

- Elektrifisering av Utsirahøyden vil redusere utslipp av CO₂ på sokkelen (og i Norge) med 6 millioner tonn over 20 år (gjennomsnittlig 300 tonn årlig) sammenlignet med konvensjonelle gassturbiner offshore.
- Reduksjonen av nasjonale utslipp vil delvis bli motvirket av redusert eksport og/eller økt import til/fra Europa.
- Utslipp fra konstruksjon, installasjon og fjerning av utstyr til kraftforsyning har marginal effekt på det totale utslippet for et felts levetid sammenlignet med utslipp fra driftsfasen.
- Elektrifisering vil ikke påvirke de totale utslippene av CO₂ i Europa. Bakgrunnen for denne konklusjonen er at olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel er en del av det europeiske kvotemarkedet hvor tilgangen til kvoter er fastsatt basert på et vedtatt utslippsmål.

Econ Pöyry har beregnet nasjonale og europeiske utslipp av CO₂ ved offshore kraftgenerering og ved forsyning fra landnett for Dagny, Draupne og Edvard Grieg. Beregningene viser at sammenlignet med lokal kraftgenerering på installasjonene, gir import av kraft fra land en utslippsreduksjon på 70-80 % når kun nasjonale utslipp inkluderes. Når Europeiske utslipp inkluderes, er reduksjonen beregnet til ca. 30 %. Ved forsyning fra et dedikert gasskraftverk på land er reduksjonen beregnet til 28 %, ref. Tabell 3-9.

Tabell 3-9 Beregnede utslipp fra forsyning av kraft og varme til Dagny, Draupne og Edvard Grieg under driftsfasen. Oppgitt i millioner tonn CO₂ (fra Econ Pöyry, 2011).

Utslipp CO ₂	Offshore gassturbiner	Kraft fra landnett	Kraft fra gasskraft på land
Europa	7,82	5,39	5,64
Norge	7,82	1,78	5,64

Direkte import av kraft fra land til Dagny plattform er ikke ansett som BAT på grunn av uforholdsmessig høye kostnader i forhold til utslippsreduksjonene på plattformen.

Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt har betydelige usikkerheter knyttet til tidsplan, kostnader og gjennomføring. Som en følge av dette er en ren kraft-fra-land-løsning ikke ansett å være tilgjengelig teknologi for Dagny, og dermed heller ikke BAT.

5. Lokal kraftgenerering og kraft fra land

Valgt kraftløsning for Dagny er både lokal kraftgenerering og tilrettelegging for framtidig kraft fra land.

Som en konsekvens av usikkerheten knyttet til elektrifiseringsprosjektet, må Dagny ta høyde for muligheten av at kraft fra land kan bli utsatt, eventuelt at det aldri blir realisert. Det er derfor sett på tekniske løsninger for både å kunne være forberedt på elektrifisering og dekke eget kraftforbruk frem til kraft fra land er på plass.

Normalt er kraftbehovet på en plattform dekket med en lokal kraftgenereringskapasitet på 2x100 %. For Dagnys vedkommende innebærer dette 2xLM2500+ turbiner, jf. pkt. 1. For å kunne forberede plattformen for elektrifisering og samtidig være dekket med egen kraft hvis elektrifisering ikke kommer på plass, kan Dagny erstatte én av kraftturbinene med en transformator. Plattformen vil da kun ha 100 % dekning på hovedkraft, men vil være teknisk forberedt på å ta i mot strøm fra land.

Konsekvensene av å gå fra 2x100 % til 1x100 % kraftdekning er redusert regularitet og større sårbarhet for utfall av hovedkraft. DLE-teknologi øker risikoen for driftsforstyrrelser sammenlignet med konvensjonelle turbiner. Stabil kraftforsyning er meget viktig for plattformens hovedfunksjoner, og Dagny ønsker derfor ikke å implementere DLE når kraftløsningen er basert på kun én turbin. Avgjørelsen er basert på følgende hovedpunkt:

- En 1x100 % kraftløsning som kan bli værende ut levetiden på 20 år må være robust og basert på kjent teknologi.
- Uventede utfall av hovedkraft medfører risiko for betydelig faking på Dagny.
- Utfall og generatorproblemer som varer i mer enn 8 timer vil føre til full trykkavlastning av rørledningen fra Eirin med påfølgende faking, samt risiko for hydratdannelse i rørledningen.
- Statoil har ingen operasjonell erfaring med DLE på kombinerte diesel- og gassturbiner, og dette er per i dag ikke kvalifisert teknologi i Statoil.
- Alvheim (Maraton) har 2xLM2500 kombinerte gass- og dieselturbiner med DLE. Maraton oppgir at maskinene fungerer bra, men at de kun gir reduserte utslipp ved kjøring på jevn og høy last, og at DLE innebærer økt kompleksitet og dermed sårbarhet.

3.8.1.1 Konklusjon kraftløsning

Lokal kraftgenerering med lav-NOx-turbiner (DLE) er ansett som beste løsning (BAT) dersom det ikke er tilgjengelig kraft fra andre mer effektive eller mindre forurensende kilder. Studier gjennomført i forbindelse med Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt viser at import av kraft fra land gir mindre utslipp og mer effektiv kraftproduksjon enn lokal kraftgenerering på enkeltinstallasjoner. Utsira Elektrifiseringsprosjekt kan være BAT for Dagny dersom prosjektet er økonomisk bærekraftig og blir gjennomført til rett tid.

Dagny- og Eirin feltutbyggingsprosjekt vil tilpasse Dagny plattform for å kunne ta i mot strøm fra land. På grunn av usikkerheten knyttet til om og når elektrifiseringsprosjektet blir realisert, må Dagny også forberedes for å kunne dekke eget kraftforbruk.

For å kunne tilpasse plattformen for fremtidig elektrifisering endrer Dagny base case fra 2xLM2500+, gassgeneratorer med DLE (lav-NOx-teknologi) til 1xLM2500+ kombinert diesel- og gassgenerator uten DLE. Plassen som blir tilgjengelig når en generator tas ut skal brukes til en transformator som kan ta i mot strøm fra Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt.

3.8.2 Energistyring, prosessering og eksport

Prosjektet legger vekt på å ha god energistyring med tekniske løsninger som minimerer energibruk og maksimerer energieffektivitet. Energireduerende og utslippsreduerende tiltak er en integrert del av konseptvalg og design.

Tiltak på Dagny plattform:

- Energianalyse for å øke energieffektiviteten i prosessanlegget.
- Overføring av overskuddsvarme fra prosesssystemet til boligkvarter og støttesystemer. Energimengden utgjør om lag 1 MW.
- Variabel hastighetsstyring (VSD) på større elektriske motorer.
- Lukket fakkelsystem.
- Kaldventilering er unngått så langt som praktisk mulig.

Tiltak på lagerskipet:

- Konseptet er en leieløsning hvor kraftprodusenter og forbrukere allerede vil være installert på skipet før leieavtale inngås. Det vil derfor være få tiltak som kan implementeres på lagerskipet.
- Installering av renseteknologi for NOx på dieselmotoren skal vurderes.
- Lagerskipet skal installere anlegg for gjenvinning av nmVOC.

Tiltak vurdert i forbindelse med modifikasjonsarbeidet på Sleipner A:

- Ny inntaksvarmer vil bli oppvarmet med varmemedium i stedet for bruk av elektrisitet.
- Revamping av en rekompresor på Sleipner A kan redusere kraftforbruket med ca. 7,2 MW. Saken blir fulgt opp i kommende studier og vil bli implementert dersom det er teknisk, økonomisk og sikkerhetsmessig forsvarlig.

- Oppgradering av eksisterende turbiner til lav-NO_x (DLE) er kostnadsestimert til 1,2 milliarder kr. Tiltaket er avvist på grunn av svært høy kostnad i forhold til utslippsbesparelsene.

Tiltak på rørledninger:

- Rørledning fra Dagny til Sleipner A er designet med tanke på å redusere bruk av eksport-kompressor på Dagny.
- Rørledningen fra Eirin til Dagny skal ha innvendig korrosjonsbeskyttelse for å minimere behov for korrosjonshemmere.

Eirin bygges ut som en bunnramme og har således et svært begrenset energibehov.

3.8.3 Behandling av produsert vann

Produsert vann består av formasjonsvann (vann fra reservoaret) og rester av produksjonskjemikalier. I henhold til Statoils interne krav skal produsert vann håndteres i følgende prioriterte rekkefølge:

1. Minimering av vannproduksjonen
2. Reinjeksjon til reservoaret for å opprettholde trykket.
3. Injeksjon til en annen geologisk formasjon.
4. Behandling med rensning og utslipp til sjø. Miljørisikoanalyse skal gjennomføres for å oppnå målet om null skadelige utslipp.

1. Minimering av vannproduksjonen

Brønnene på Dagny og Eirin er designet for å maksimere produksjon av olje og gass, og minimere produksjon av vann.

2. Reinjeksjon for å opprettholde trykket

Simuleringer har vist at reservoaret responderer dårlig på vanninjeksjon. Reinjeksjon av produsert vann er derfor ikke et aktuelt alternativ.

3. Injeksjon til annen geologisk formasjon

To alternativ for injeksjon av produsert vann til Utsiraformasjonen har blitt vurdert.

Et mulig alternativ for håndtering av oljeholdig borekaks er injeksjon gjennom en dedikert injeksjonsbrønn. Tidlig i prosjekteringsfasen ble det antatt at produsert vann også kunne injiseres i en slik kaksbrønn. Nærmere studier har imidlertid vist at det ikke er forsvarlig å injisere kaks og produsert

vann i brønnen samtidig. Årsaken til dette er at kaks sammen med produsert vann kan gi slagging i brønnen med påfølgende fare for oppsprekking og lekkasje til andre formasjoner eller til overflaten. Injeksjon av produsert vann i en eventuell kaksbrønn er derfor ikke ansett som en aktuell løsning for Dagny.

Som alternativ til å injisere i kaksbrønnen har en egen brønn til vanninjeksjon blitt vurdert. Dette er en svært dyr løsning som koster i størrelsesorden 150-200 mill. kr. Som følge av høye kostnader og lav miljøgevinst er dette alternativet vurdert å ikke være BAT.

4. Rensning og utslipp til sjø

Det er forventet moderate mengder med produsert vann fra Dagny og Eirin. Mengden produsert vann vil følge oljeproduksjonen og maksimal vannproduksjon er forventet allerede etter 1-2 års drift. Vannproduksjon er antatt å kunne bli maksimum 4000 SM³/dag. Det er forventet en topp rundt 2018 som raskt vil falle i takt med avtakende oljeproduksjon (jf. kap.6.3.1).

For å kunne vurdere miljørisikoen ved å slippe ut rensert produsert vann til sjø har prosjektet gjennomført såkalte EIF-beregninger (Environmental Impact Factor) (Statoil, 2011). EIF-metodikken er ikke et direkte mål på forventet skadeeffekt, men gir et bilde av den potensielle miljørisikoen utslippene representerer. Det vises til kapittel 9.3.5 i RKU-Nordsjøen for ytterligere informasjon om EIF-beregninger.

For Dagny er det beregnet en maksimal EIF på 10, med et olje i vann-innhold (OIW) på 10 ppm og med utslipp av 4000 Sm³/døgn, ref. Tabell 3-10. Sammenlignet med EIF-beregninger fra andre installasjoner på norsk sokkel er dette en meget lav verdi, ref. Figur 3-16. Med bakgrunn i de lave EIF-verdiene er det vurdert at utslippene fra Dagny ikke vil utgjøre noen risiko for miljøet.

fritt omsettelige tillatelser til utslipp av klimagasser. Én kvote tilsvarer utslipp av ett tonn karbondioksid (CO₂).

Fra 2008 har kvotesystemet omfattet CO₂-utslipp fra all fossil brensel som brukes i virksomheter omfattet av kvotesystemet, også de utslippene som er belagt med CO₂-avgift. Dette innebærer at utslipp fra offshore petroleumsvirksomhet er omfattet av kvotesystemet. Petroleumsinstallasjoner offshore må kjøpe kvoter for hele utslippet.

Systemet med klimakvoter omfatter fra og med 2011 også mobile rigger som borer produksjonsbrønner på norsk sokkel. Dette innebærer at alle boreaktiviteter både før og etter at feltet settes i drift er omfattet av kvoteplikten. Operatøren er pliktig til å melde inn anslått årlig mengde CO₂-utslipp når riggen er stasjonær.

I de tilfeller der brønnstrømmen sendes til et annet felt eller til land, må feltet som mottar dette eller prosessanlegget på land skaffe kvoter for utslippet. All omsetning av kvoter i kvotesystemet registreres i et kvoteregister. Det norske kvoteregisteret administreres av Klif. Alle virksomheter som omfattes av det norske kvotesystemet har fått opprettet en konto i kvoteregisteret.

Kvotepliktige bedrifter skal hvert år innen 1. mars levere en rapport om kvotepliktige utslipp det foregående året. Rapporten skal dokumentere at utslippene er beregnet og målt i henhold til reglene i klimavote-forskriften. Klif kontrollerer og godkjenner rapporten innen 1. april. Oppgjør skal finne sted senest innen 30. april. Innen denne datoen må bedriften ha skaffet tilveie eventuelle manglende kvoter og ha overført kvoter tilsvarende sine utslipp til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret.

3.9.1 Implementering av Dagny og Eirin i kvote- og avgiftssystemet

Produksjonen av Dagny og Eirin vil gi kvotepliktige utslipp av klimagasser fra plattformen, lagerskipet og boreriggene. Det vil bli søkt KLIF om tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO₂ i forbindelse med utslippssøknadene for boring og for drift. Basert på tillatelsene vil det årlig bli innrapportert kvotepliktige

utslipp for ulike utslippskilder. Antall kvoter som svarer til virksomhetens verifiserte, kvotepliktige utslipp vil overføres til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret.

I tillegg til utslippene på Dagny og Eirin vil det være utslipp av klimagasser på Sleipner A som følge av behandling av rikgass og eksport av gass og kondensat. Disse utslippene vil inngå i sleipnerlisensens innrapportering av kvotepliktige utslipp.

3.10 Grunnundersøkelser og havbunnskartlegging

Grunnundersøkelser

For den planlagte havbunns-installasjonen på Eirin, samt anker-lokasjoner for borerigg, ble det utført til sammen ni geotekniske boringer til en maksimal dybde på 50 m. Det ble tatt opp prøver og gjennomført forsøk i felten og i laboratoriet. Grunnforholdene består av lag med fast sand og hard leire.

På området for Dagny-plattform ble det utført til sammen seks boringer til en maksimal dybde på 102 m. Det ble tatt opp prøver og gjennomført forsøk i felten og i laboratoriet. Grunnforholdene består av lag med fast sand og hard leire.

I området der det er planlagt å installere lagerskipet er det utført til sammen 20 boringer til en maksimal penetrasjon på 30 m under sjøbunnen. Også her ble det tatt opp prøver og gjennomført forsøk i felten og i laboratoriet. Grunnforholdene består av lag med fast sand og hard leire.

I tillegg er det utført prøvetaking og trykksonderinger til maksimalt tre m penetrasjon langs røtraseene mellom Eirin og Dagny, Dagny og lagerskipet og Dagny og Sleipner A-plattformen. Det ble tatt opp prøver og gjennomført forsøk i felten og i laboratoriet. Grunnforholdene består i hovedsak av fast sand med enkelt innslag av fast leire.

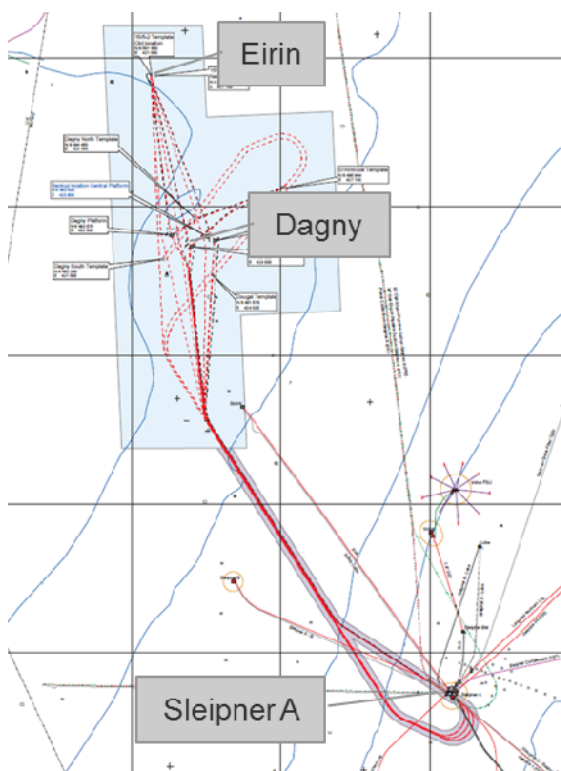
Havbunnskartlegging

Det ble i juli 2010 gjennomført en kartlegging i området mellom Eirin, Dagny og Sleipner som vist med skyggelegging på skissen nedenfor, ref. Figur 3-17.

Innenfor hele området ble det brukt skrogmontert multistråle-ekkolodd for de bathymetriske undersøkelserne og grunt penetrerende seismiske kilder for avdekking av forskjellige lag i de øverste delene av sjøbunnen.

I de områdene der det var planlagte plattformer eller havbunnsinstallasjoner, ble det i tillegg utført kartlegging med undervannsfarkost (ROV) for å framskaffe et mer detaljert bilde av de bathymetriske forhold.

Oppløsningen på sjøbunnskartleggingen er i tråd med vanlig høykvalitetskartlegging gjennomført av Statoil, og vil kunne avdekke høyder og gjenstander i desimeterstørrelse når kartleggingen er utført med ROV og meterstørrelse der kartleggingen er utført med skrogmontert utstyr.



Figur 3-17 Skravert område ble kartlagt i 2010

Avdekking av kulturminner og koraller

Dagny og Eirin ligger på forholdsvis grunt vann og det er dermed en viss mulighet for å kunne støte på kulturminner.

Sjøbunnskartleggingen vil kunne avdekke høyder og gjenstander i desimeterstørrelse når kartleggingen er utført med ROV og en til to meter der kartleggingen er utført med skrogmontert utstyr. Ved bruk av grunt penetrerende seismiske kilder vil man kunne avdekke objekter under sjøbunnen i størrelsesorden én til to meter i størrelse.

Det ble ikke identifisert noen arkeologiske funn eller koraller under de kartlegginger som ble gjennomført i 2008.

På nåværende tidspunkt er det ikke identifisert behov for ytterligere kartlegging i områdene for plattform-lokasjon på Dagny, havbunnslokasjon på Eirin, eller for noen av traséene for rørledninger.

3.11 Miljøovervåking

Før produksjonsboring skal det i henhold til regelverket gjennomføres grunnlagsundersøkelser av sedimentene for å definere bakgrunnsnivåer for fysiske, kjemiske og biologiske parametere. Konsekvensene både av utslipp og utslippsreducerende tiltak overvåkes jevnlig gjennom programmene for sediment og vannsøyleovervåking. Miljøovervåkingen er et krav fra Klif, og er nedfelt i forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften).

Grunnlagsundersøkelser av sedimentene ved Dagny og Eirin ble gjennomført i juni 2012 i forbindelse med den regionale overvåkingen av region II. Det gjennomføres regionale overvåkingsundersøkelser med tre års mellomrom. Resultatene fra overvåkingen rapporteres rutinemessig til Klif.

3.12 Avfallshåndtering

Det er utarbeidet en separat avfallshåndteringsfilosofi for Dagny (Aibel, 2012). Filosofien beskriver de forventede avfallstyper, sortering, lagring og håndtering av avfall på installasjonen. Generering og håndtering av boreavfall er ikke inkludert i avfallsfilosofien.

3.13 Tidsplan

En foreløpig tidsplan for hovedmilepæler i prosjektet er vist i Tabell 3-11.

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av havbunnsinstallasjoner og rørledninger.

Tabell 3-11 Foreløpig tidsplan for Dagny og Eirin

Milepæl	Tidspunkt
Investeringsbeslutning Dagny	Desember 2012
Investeringsbeslutning Eirin	Juni 2013
Tildeling av hovedkontrakter	Januar 2013
Installasjon stålunderstell Dagny	Mai/juni 2015
Installasjon oppjekkbar borerigg	Sommer 2015
Installasjon rørledninger	Sommer 2015
Start forboring	September 2015
Installasjon toppdekk Dagny	Mai/juni 2016
Installasjon bunnramme Eirin	Sommer 2015
Tie-in-aktiviteter	Sommer 2016
Oppstart produksjon	Desember 2016

3.14 Investeringer og kostnader

Samlede investeringer i Dagny og Eirin er beregnet til rundt 29 milliarder 2011-kr, hvorav nær 25 milliarder kr på Dagny og vel 4 milliarder kr på Eirin. I tillegg kommer fjerningskostnader ved produksjonsslutt. Investeringene er i hovedsak fordelt over sju år i perioden 2013-2019. Årlige driftskostnader er beregnet til ca. 1000 millioner 2011-kr for Dagny, og litt under 100 millioner 2011-kr for Eirin. I tillegg kommer avgifter til staten og tariffkostnader for prosessering transport av petroleum.

3.15 Avslutning

Etter avsluttet produksjon og nedstenging vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til OSPAR-beslutning 98/3.

For rør og kabler gjelder retningslinjene i St.meld. nr. 47 (1999-2000) Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Som en generell regel kan rør og kabler etterlates når de ikke er til ulempe eller utgjør en risiko for bunnfiske, vurdert ut fra kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning.

4 Naturressurser og miljøforhold

4.1 Regional konsekvensutredning (RKU)

Naturressurser og miljøforhold innenfor influensområdet til Dagny og Eirin er beskrevet i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) med tilhørende underlagsrapporter. Beskrivelsene av området er i hovedsak hentet fra RKU. Der hvor andre kilder er brukt er dette referert til i teksten.

Første versjon av RKU Nordsjøen ble sluttbehandlet av Olje- og energidepartementet (OED) i 1999. Grunnet endringer i aktivitetsnivået på sokkelen, utvikling innen miljøteknologi og endrede utslipp fra virksomheten ble utredningen oppdatert i 2006. I forbindelse med oppdateringen ble nye utredninger utført og nye underlagsrapporter utarbeidet. Informasjon fra disse rapportene er benyttet i foreliggende konsekvensutredning. RKU-Nordsjøen og tilhørende underlagsrapporter finnes i sin helhet på www.statoil.com.

I RKU -er eksisterende og planlagt infrastruktur, produksjonsprognoser og utslipp, overvåkningsundersøkelser, miljøtiltak, naturressurser og fiskerivirksomhet beskrevet. Både Eirin og Dagny er nevnt som fremtidige gassutbygginger i RKU Nordsjøen, jf. kapittel 2.4. På tilsvarende måte som de feltspesifikke konsekvensutredningene, inneholder utredningen vurderinger av miljø- og samfunnmessige konsekvenser av petroleumsvirksomheten. RKU Nordsjøen dekker området mellom Norges sørlige sokkelgrense og 62°N. For enkelte fagtema er dette området videre inndelt i fire underregioner eller aktivitetsområder.

4.2 Forvaltningsplan for Nordsjøen

Regjeringen tar sikte på å lage en helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen innen 2013. Målet med planen er å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av ressurser og goder. Det faglige utredningsarbeidet ledes av Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif). Arbeidet med forvaltningsplanen er delt inn i fire trinn, ref. Figur

4-1. Oppdaterte data fra dette arbeidet er inkludert og referert i konsekvensutredningen for Dagny og Eirin der det er aktuelt.



Figur 4-1 Tidsplan for de ulike fasene av arbeidet med Forvaltningsplanen for Nordsjøen. Kilde: www.klif.no

4.3 Influensområde

Influensområdet for utbygging og drift av Dagny og Eirin er definert som det samlede området hvor man kan forvente virkninger av tiltaket. Størrelsen på influensområdet vil variere fra tema til tema og vil bli nærmere omtalt i underkapitlene.

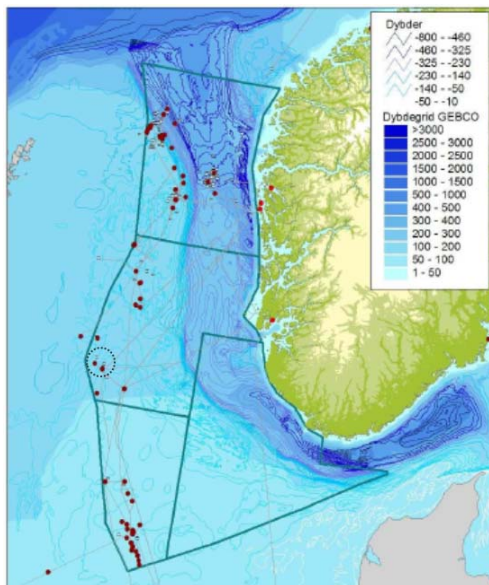
4.4 Kort beskrivelse av området

Nordsjøen er et randhav mellom Norge, De britiske øyer og Kontinentet. I sør grenser Nordsjøen mot Atlanterhavet gjennom stredet ved Dover. Også gjennom sundene mellom Skottland, Orknøyene og Shetlandsøyene står Nordsjøen i forbindelse med Atlanterhavet. I nord trekker man grensen for Nordsjøen langs den 61. breddegrad fra 0° 53' vest til norskekysten, og i øst danner linjen Lindesnes-Hanstholm på Jylland grensen mot Skagerrak.

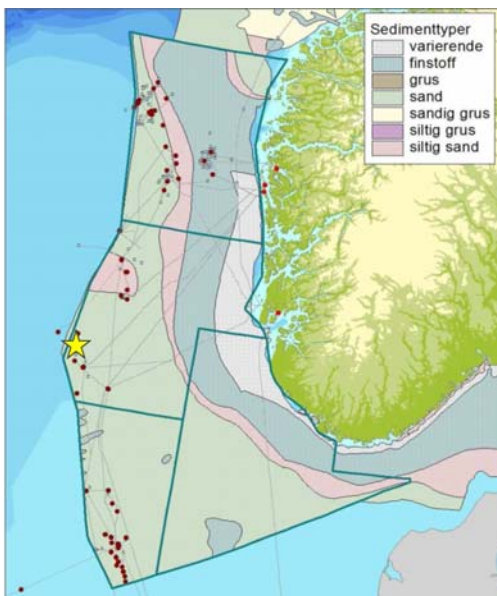
Nordsjøen er et relativt grunt havområde, og to tredeler er grunnere enn 100 m. Den dypeste delen er Norskerenna nær norskekysten, som har dyp på over 700 m (i Skagerrak), og som strekker seg fra Skagerrak og opp langs Vestlandet. Terskeldypet i Norskerenna er på 270 m (utenfor Jæren), mens den er dypere både lenger nord og lenger sør, ref. Figur 4-2. Dybdeforholdene er viktige for sirkulasjonen, siden topografien i stor grad styrer vannmassenes bevegelse.

Dagny og Eirin er lokalisert i midtre del av Nordsjøen. Vanndybden er her ca. 120 meter og havbunnen består hovedsakelig av sand, ref. Figur 4-3.

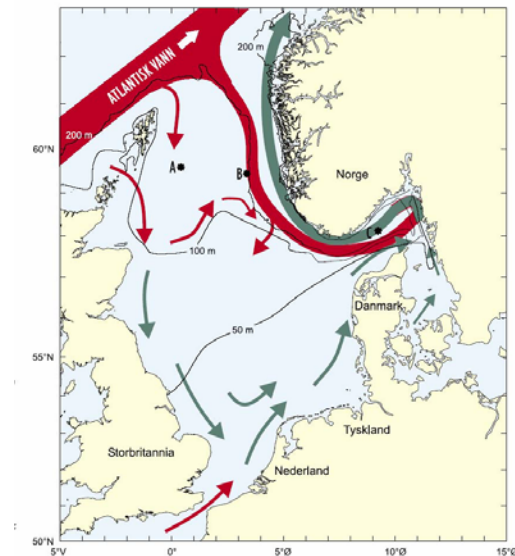
Vannmassene i Nordsjøen strømmer for det meste mot urviseren. Den vestlige delen av Nordsjøen region nord preges av innstrømning av atlantiske vannmasser, mens de sentrale og østlige delene av regionen er preget av den nordlige norske kyststrømmen, ref. Figur 4-4.



Figur 4-2 Vanndybder i Nordsjøen. Sleipner-området er markert med stiplet sirkel



Figur 4-3 Sedimentfordeling i Nordsjøen. Plassering av Dagny og Eirin er indikert med gul stjerne



Figur 4-4 Forenklet fremstilling av sirkulasjonsmønstre og dybdeforhold i Nordsjøen og Skagerrak. Røde piler: atlantisk vann. Grønne piler: kystvann

Dominerende vindretning ved Dagny er fra sør og sørvest om vinteren, med økende innslag av nordlige vinder i sommerhalvåret. Om vinteren kan vindhastigheten komme opp i over 30 m/s. Gjennomsnittlig vindhastighet i området er ca. 9 m/s.

4.5 Spesielt miljøfølsomme områder

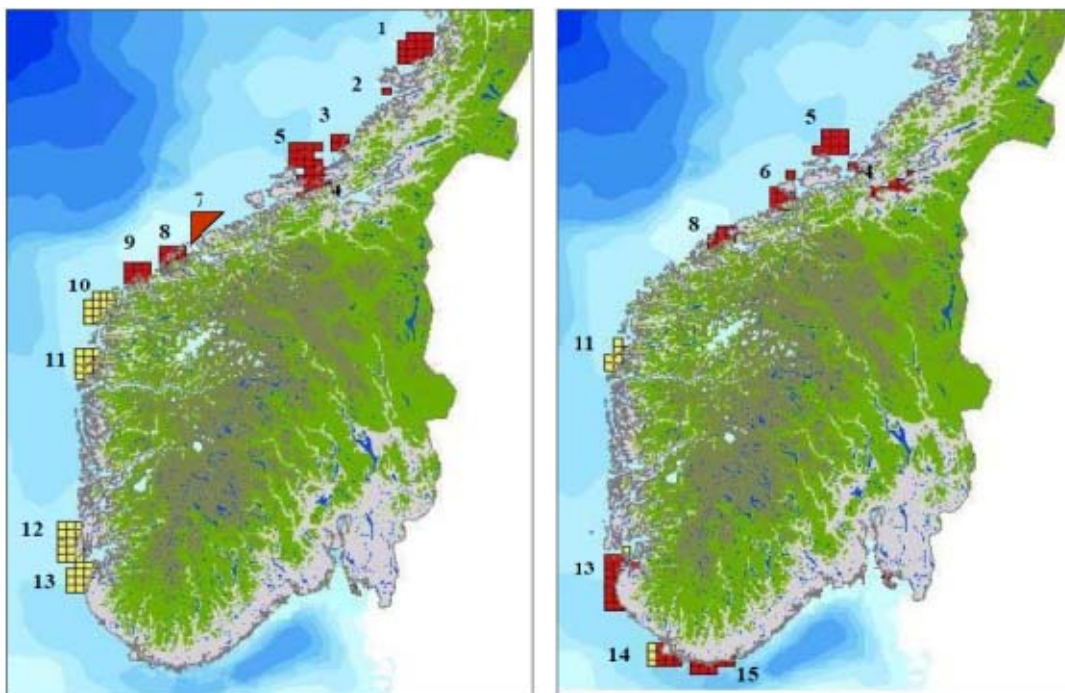
Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) er beskrevet i RKU Nordsjøen, underlagsrapport "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl". Kriterier for identifikasjon er vist i Tabell 4-1 nedenfor.

Et spesielt miljøfølsomt område (SMO) er definert som "et geografisk avgrenset område som inneholder en eller flere spesielt betydelige forekomster av naturressurser som er sårbare for en gitt påvirkningsfaktor og som i beste fall vil trenge et nærmere avgrenset tidsrom for å restituere til et naturlig nivå etter en vesentlig skade". I denne sammenheng gjelder sårbarhet fremfor alt sårbarhet overfor olje. Med vesentlig skade refereres det til bestandsandeler som kan gå tapt, jamfør klassifisering i henhold til gitte kriterier. SMO inkluderer spesielt viktige områder for fisk, havstrand, sjøfugl og marine pattedyr.

I analyseområdet til RKU-Nordsjøen er det ikke identifisert noen spesielt miljøfølsomme havstrand-områder. Det er registrert ett SMO for fisk (sild utenfor Nord-Møre) og flere for sjøfugl og marine pattedyr, jf. Figur 4-5.

Tabell 4-1 Kriterier for identifikasjon og klassifisering av SMO

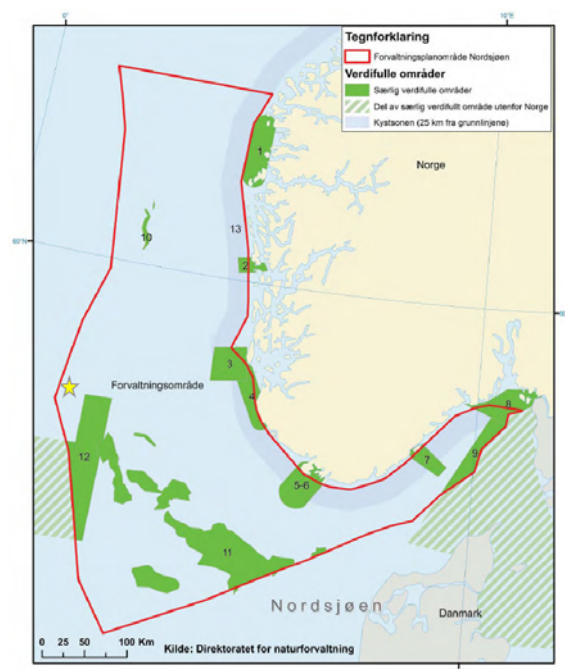
Bestand	Populasjonsreduksjon ved vesentlig skade (oljesøl)	Restitusjonstid (etter vesentlig skade)	SMO-klassifisering
Nordøstatlantisk	5 %	> 10 år	Internasjonal SMO
Norsk	10 %	> 10 år	Nasjonal SMO
Regional	20 %	> 10 år	Regional SMO



Figur 4-5 Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) i analyseområdet til RKU Nordsjøen. SMO i vår-sommersesongen er vist til venstre og høst-vintersesongen til høyre. Rød farge = nasjonal SMO, gul farge = regional SMO.

4.6 Særlig verdifulle områder

I arbeidet med forvaltningsplanen for Nordsjøen er det gjennomført en prosess for identifisering og vurdering av særlig verdifulle områder (SVO) (Postmyr og Ottersen 2012). I alt 12 områder ble valgt ut som særlig verdifulle områder: åtte områder langs kysten og fire åpne havområder i Nordsjøen, ref. Figur 4-6. Hovedkriteriene er at områdene skal være viktige for biologisk produksjon og/eller biologisk mangfold. En oversikt over miljøverdiene i områdene er vist i Tabell 4-2.



Figur 4-6 Særlig verdifulle områder i Nordsjøen (Postmyr og Ottersen 2012). Plassering Dagny og Eirin er markert med stjerne.

Tabell 4-2 Særlig verdifulle områder i Nordsjøen med tilhørende miljøverdier (Postmyr og Ottersen 2012)

Område	Miljøverdier
1. Bremanger-Ytre Sula	Hekke- beite-, myte-, trekk-, og overvintringsområder for sjøfugl. Et fødeområde for steinkobbe.
2. Korsfjorden	Typisk for vestlandsk skjærgård., og har uvanlig god forekomst av stortare og skjellsand.
3. Karmøyfeltet	Høy biologisk produksjon. Gyteområder for norsk vårgytende sild og samleplasser for egg, larver og yngel. Viktig rekefelt.
4. Boknafjorden/ Jærestrendene	Viktige hekke- beite-, myte-, trekk-, og overvintringsområder for sjøfugl. Fødeområder for steinkobbe og havert.
5. Listastrendene	Viktig område for sjøfugl under trekk- og overvintring. Stort mangfold av naturtyper.
6. Siragrunnen	Høy biologisk produksjon. Gyteområder for norsk vårgytende sild og samleplasser for egg, larver og yngel. Viktig område for hummer.
7. Transekt Skagerrak	Representativt område for Skagerrak med mangfold av naturtyper, landskap, kultur-historie, geologi og fugleliv. Omfatter tidevannssonen, brakkvannsområder, tangbeltet, ålegrasenger, bløtbunn og hardbunn med tare og koraller.
8. Ytre Oslofjord	Omfatter bl.a. verneområdene Ormø-Færder og Ytre Hvaler nasjonalpark. Her finnes hekke-, trekk-, og overvintringsområder for sjøfugl. Ytre Hvaler har verdens største innskjærskaldtvannskorallrev.
9. Skagerrak	Omfatter leveområder for spesielle arter og bestander. Særlig for lomvi, som er en kritisk truet art.
10. Vikingbanken	Viktig gyte- og leveområder for tobis.
11. Tobisfelt	Viktig gyte- og leveområder for tobis.
12. Makrellfelt	Omfatter felt hvor makrellen gyter, og hvor egg og larver driver med havstrømmen.

4.7 Fiskeressurser og fiskeri

Dagny og Eirin ligger innenfor det samme fiskeriområdet som ble dekket av konsekvensutredning for Gudrun og Sigrun fra desember 2009 med tilhørende underlagsrapport "Utbygging av Gudrun og Sigrun - Fiskerimessige virkninger" (Aaserød m.fl. 2009). Fiskeressurser og fiskeri i influensområdet til Dagny og Eirin er hentet fra denne rapporten, samt fra kapittel 7.5 av RKU Nordsjøen og i RKU underlagsrapport "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl". Det er også innhentet informasjon fra arbeidet med forvaltningsplanen for Nordsjøen, samt oppdaterte sporingskart som viser fiskeriaktiviteten i influensområdet.

4.7.1 Fiskeressurser

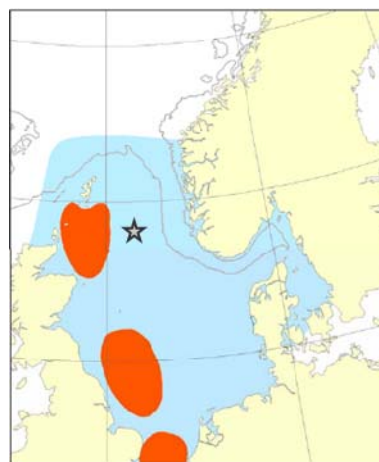
Fisk utgjør størstedelen av de levende ressursene i Nordsjøen. Den pelagiske komponenten er dominert av sild og brisling som befinner seg i Nordsjøen over hele året. Makrell og hestmakrell er i hovedsak til stede om sommeren når de entrer Nordsjøen fra sør og nordvest. De dominerende torskefiskene er torsk, hyse, hvitting og sei mens de viktigste flyndrefiskene er rødspette, gapeflyndre, sandflyndre, tunge og lomre. De viktigste byttedyrsfiskene er tobis, sild, brisling og øyepål. Den totale fiskemengden i Nordsjøen har variert mellom 11 og 15 millioner tonn de siste 20 årene. I tillegg til variasjonen i totalbiomasse er det variasjon i den relative fordelingen av biomasse mellom arter.

Til tross for at fordelingen av biomasse mellom forskjellige utnyttede fiskearter i Nordsjøen har variert de siste 20 årene har totalbiomassen holdt seg relativt stabil. Sildebstanden, makrellbestanden, og seibestanden er i relativt god forfatning, mens torsk, hyse, tobis og øyepål er i dårlig forfatning. Tilstanden til de kommersielt utnyttede fiskeartene i Nordsjøen varierer over tid, men et felles trekk de siste årene har vært sviktende rekruttering.

De sentrale delene av Nordsjøen er mindre fiskerike enn lenger nord, og området er preget av

lav årlig primærproduksjon. De viktige fiskeressurser er ungsild og noe brisling, samt torskefiskene hvitting og hyse. Av kommersielt viktige fiskearter gyter øyepål og makrell i området rundt Sleipner. Dagny og Eirin ligger sentralt i Nordsjøen, og strømforholdene innebærer at egg og larver av andre fiskeslag kan drive inn i området. Dette gjelder blant annet for sei og hyse.

Fiskearter som er knyttet til spesielle, avgrensede lokaliteter i deler av livssyklusen kan være sårbare for inngrep og menneskelig aktivitet. I Nordsjøen gjelder dette særlig tobis, sild og makrell – som alle gyter i avgrensede områder. Utbyggingen av Dagny og Eirin vil i svært liten grad påvirke disse områdene, ref. Figur 4-7. Se også oppdatert kart over tobisfelt i Nordsjøen i Figur 4-8.



Nordsjøild



Makrell

Figur 4-7 Oversikt over gyte- (rødt) og utbredelsesområder (blått) for sårbare fiskearter i Nordsjøen. Plassering av Dagny og Eirin er indikert med stjerne.



Figur 4-8 De viktigste fiskeområdene og gyte/overvintringsområdene for tobis i norsk sone av Nordsjøen. Oppdatert av Havforskningsinstituttet 1.3.2011.

4.7.2 Fiskeri

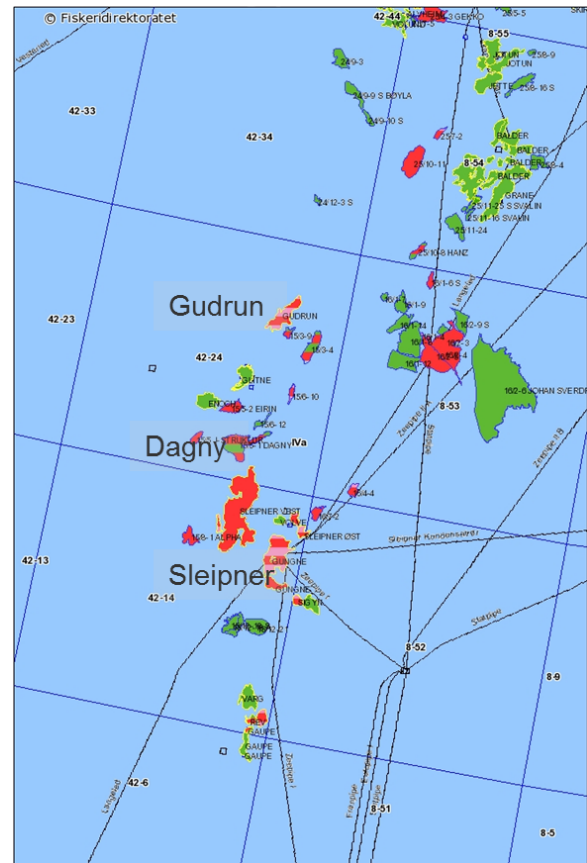
De siste årene har fiskeriene etter makrell, sild, kolmule, tobis og sei utgjort størsteparten av de norske fangstene i Nordsjøen/Skagerrak. Fangstene av kolmule og tobis har variert mye fra år til år. De norske fangstene av sild har bestått av både norsk vårgytende sild og nordsjøisild. Andre bestander det fiskes på i Nordsjøen /Skagerrak er blant annet øyepål, torsk, reke, rødspette, hyse, ål og hummer. En oversikt over norsk fangst i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2002 til 2010 er vist i Tabell 4-3.

Tabell 4-3 Norsk fangst i Nordsjøen/Skagerrak i perioden 2002-2010. Tonn rund vekt (Kilde: Fiskeridirektoratet)

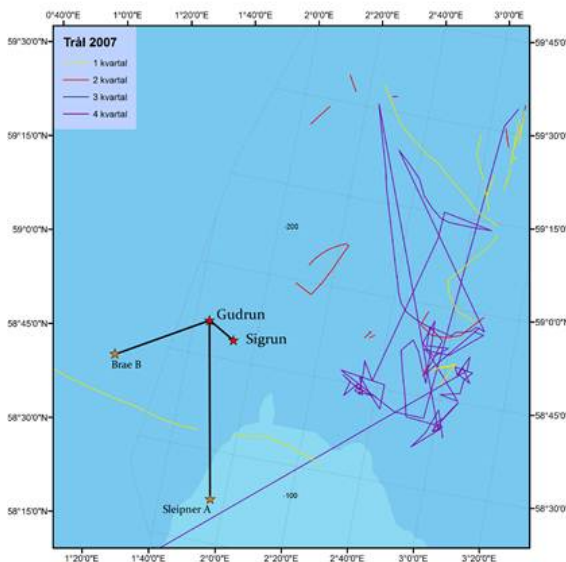
Arter	2002	2004	2006	2008	2010	Sum
Makrell	161 530	146 799	112 854	113 965	123 037	1 322 660
Sild	86 901	139 496	143 426	66 560	101 248	1 120 146
Reke	7 295	8 983	8 195	7 779	4 122	73 502
Sei	59 765	62 579	61 224	61 172	50 398	571 644
Torsk	5 584	3 963	3 266	4 828	4 485	44 006
Øyepål	23 753	4 994	13 622	6 650	62 610	182 448
Tobis	175 984	48 529	5 814	81 553	71 697	696 536
Kolmule	104 766	107 313	96 008	23 369	13 231	729 580
Andre	53 380	25 887	47 351	32 608	36 005	435 213
Totalt	678 958	548 543	491 762	398 484	466 832	5 175 735

Generelt foregår fiskeriet i Nordsjøen langs Norskerenna og Eggaskråningen, og det meste av fangsten blir tatt langsetter dybdekotene. I området rundt Dagny foregår det et beskjedent konsumtrålfiske etter sei med norske fartøy. Spøringsdata viser at det i perioder er betydelig aktivitet av utenlandske fartøy i dette området. Oppdaterte spøringskart fra 2010 og 2011 er vist i App F.

Fangststatistikk som ble innhentet i forbindelse med planleggingen av Gudrun-utbyggingen viste at det i årene 2006-2008 det var utført et svært begrenset konsumtrålfiske i området mellom Sleipner og Gudrun, ref. Figur 4-9. Dagny er lokalisert om lag midt mellom Gudrun og Sleipner i fiskerilokasjon 42-24, ref. Figur 4-10. Det viktigste fisket som utføres i området er fiske etter sild, makrell og hestmakrell. Dette er fiskerier som ikke er stedbundet, og som utføres med pelagiske redskap som ringnot eller flytetral. Fangstområdene kan variere fra år til år, avhengig av hvor innsiget av fisk finner sted. Det drives lite fiske med andre redskaper i det aktuelle området (Acona CMG, 2009).



Figur 4-10 Fiskerilokasjoner. Dagny, Eirin og Gudrun ligger innenfor fiskerilokasjon 42-24. Sleipner ligger i lokasjon 42-14. Kilde: Fiskeridirektoratet.



Figur 4-9 Tråleaktivitet i 2007. Norsk og utenlandsk fiske

4.8 Akvakultur

Oppdrett av laksefisk utgjør den dominerende delen av norsk oppdrettsvirksomhet. Langs kyststrekningen fra og med Rogaland til og med Sør-Trøndelag var det per 31. desember 2010 i overkant av 500 konsesjoner for matfiskoppdrett av laksefisk. Tilsvarende tall for andre fiskearter var i underkant av 250 konsesjoner. Den samlede salgsværdien av laks og regnbueørret, samt andre arter i 2010 var på henholdsvis ca. 28 og 0,5 milliarder kr. Salgsværdien for skaldyr var ca. 19 millioner kr. Antall lokaliteter for oppdrett i sjø fordelt på fylker er vist i Tabell 4-4.

Tabell 4-4 Antall lokaliteter i sjø fordelt på fylker per 31. desember 2010 (Kilde: Fiskeridirektoratet)

Fylke	Laks og regnbueørret	Andre marine fiskearter	Skalldyr
Finnmark	62	15	1
Troms	110	11	5
Nordland	196	81	64
Nord-Trøndelag	69	3	39
Sør-Trøndelag	94	4	22
Møre og Romsdal	107	30	14
Sogn og Fjordane	96	32	44
Hordaland	203	25	76
Rogaland	73	16	15
Vest-Agder	11	1	8
Aust-Agder	2	0	22
Øvrige fylker	0	0	14
Totalt/Total	1023	218	324

4.9 Sjøfugl

I norsk del av hhv. Nordsjøen og Skagerrak hekker det anslagsvis 133 000 og 101 000 par sjøfugl, og disse områdene huser således et betydelig mindre antall av hekkende sjøfugler enn både Norskehavet og Barentshavet (Klif 2010). Mindre enn 5 % av alle norske sjøfugler hekker i Nordsjøen. Dette skyldes i all hovedsak at det ikke er noen store fuglefjell i dette området. Med få unntak er alle store kolonier av klippehekkende arter plassert nord for polarsirkelen. Imidlertid vil nordlige deler av Nordsjøen være beiteområder for viktige bestander av pelagiske sjøfugler fra Runde. I tillegg er Einevarden vest av Vågsøy i Sogn og Fjordane et av de få fuglefjellene sør for Runde, med hekkende alkefugl, krykkje og havhest. Like fullt er Nordsjøen og Skagerrak et viktig område for mange sjøfuglbestander. Flesteparten er hjemmehørende i Sør-Norge og nordøstlige deler av Storbritannia, men utenom hekketida er Nordsjøen også et viktig område for sjøfugler fra hekkeområder lenger nord.

Sjøfuglene i Nordsjøen finnes både i kystnære farvann og i åpent hav. Etter leveområde deles de vanligvis inn i to økologiske hovedgrupper; pelagiske (åpent hav) og kystnære sjøfugl, som videre gjerne deles inn i overflatebeitende og dykkende sjøfugl. I nordsjøområdet regnes havhest, havsule, havsvale, stormsvale, storjo, tyvjo og krykkje som de viktigste pelagisk overflatebeitende

artene, mens lomvi, alke, lunde og alkekonge regnes blant de viktigste pelagisk dykkende. Særlig havsule, havhest, krykkje og alkefugler har tilhold i åpent hav gjennom store deler av vinterhalvåret. Under svømmetrekket den første måneden etter hekkingen kan det være betydelige antall flygeudyktige alkefugler i åpent hav i Nordsjøen. De viktigste kystbundne overflatebeitende artene er makrellterne, rødnebbterne, hettemåke, fiskemåke, gråmåke, sildemåke og svartbak, mens de viktigste dykkende kystbundne artene er storskarv, toppskarv, smålom, storlom, islom, gråstrupe-dykker, teist, laksand og siland. I tillegg er det en rekke bentisk beitende arter, som havelle, svartand, sjøorre, ærfugl, bergand, toppand og kvinand. En oversikt over økologiske grupper og fordeling langs norskekysten er gitt i Tabell 4-5.

Tabell 4-5 Andel (%) hekkende sjøfugl i forskjellige økologiske grupper inndelt i forhold til næringsføksadferd, i hver av fire marinøkologiske regioner langs norskekysten (Klif 2010)

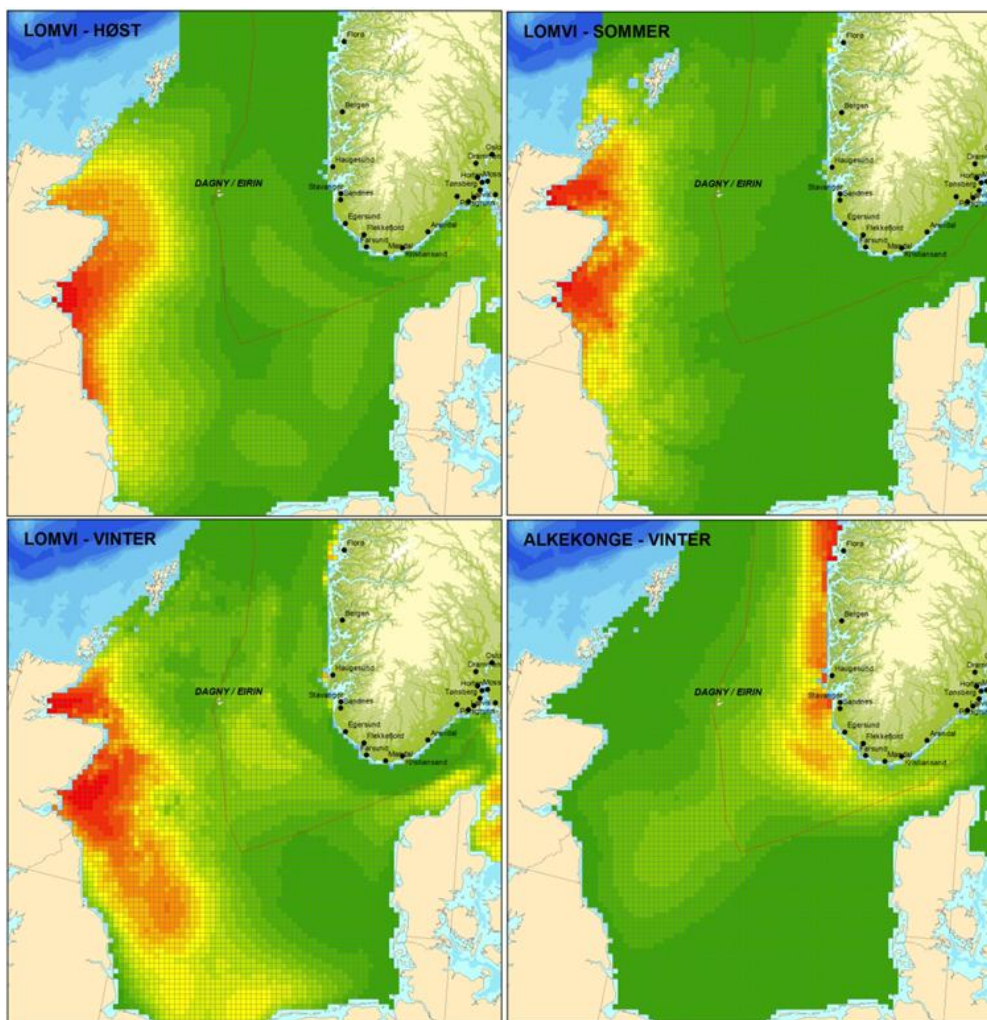
Økologisk gruppe	Barentshavet sør	Norskehavet	Nordsjøen	Skagerrak
Pelagisk overflatebeitende	18	7	6	<1
Pelagisk dykkende	67	64	11	0
Kystbundne overflatebeitende	10	18	50	84
Kystbundne dykkende	3	4	4	<1
Kystbundne bentisk beitende	2	8	30	15
Totalt	100	100	100	100

Viktige sjøfuglområder

Viktige hekkebestander langs Nordsjøkysten finnes i området utenfor Karmøy (Røvær vest av Haugesund) samt i et større område fra Utvær/Indrevær i Ytre Sula til Stadlandet. Koloniene Utvær, Ryggsteinen og Veststeinen er viktige for dykkende arter. Einevarden er, som tidligere nevnt, viktig for pelagisk dykkende arter. Også Lista og Jærkysten er viktige områder. Generelt sett er det de kystbundne dykkende artene (toppskarv, storskarv, ærfugl og teist) som er viktige her i hekketida.

Store bestander av sjøfugl oppholder seg i Nordsjøen og Skagerrak. Den norske delen av kontinentalsokkelen uten for Vest-Agder til Sogn og Fjordane er identifisert som et meget viktig område for sjøfugl i Nordsjøen. Dette området inkluderer deler av Norskerenna og Skagerrak.

Pelagisk dykkende sjøfugl regnes som mest sårbare for oljeforurensning og vil generelt kunne finnes i åpne havområder sommer, høst og vinter. Dagny og Eirin ligger utenfor områdene med høyest sårbarhet, ref. Figur 4-11.



Figur 4-11 Modellert fordeling av lomvi (sommer-høst-vinter) og alkekonge (vinter), fordeling av gjennomsnittlig antall fugl pr 10x10 km ruter (Fauchald 2011)

4.10 Sjøpattedyr

Nordsjøen er et relativt grunt havområde, noe som gjør det til et lite egnet oppholdssted for de store hvalartene. Forekomsten av hval er betydelig større i vestlige enn i østlige deler, og norsk økonomisk sone har de laveste hvaltetthetene. I hovedsak kan tre hvalarter påtreffes i Nordsjøen; vågehval, nise og springere. Vågehvalen holder seg imidlertid først og fremst i den nordlige delen av Nordsjøen. Nise er en svært tallrik art i Nordsjøen og forekommer over hele området. Antall og fordeling varierer mye fra år til år, trolig på grunn av variasjon i tilgang på byttedyr.

Steinkobbe og havert (gråsel) er de vanligste selartene i Nordsjøen. Disse selene er imidlertid i stor grad stasjonære og kystnære, og de tilbringer

omtrent en tredjedel av tiden, utenom kaste- og forplantnings-perioden, på land.

Det henvises til kapittel 7.6 i RKU Nordsjøen for en mer detaljert beskrivelse av marine pattedyr i Nordsjøen.

4.11 Korallrev og andre sårbare habitat

I norske farvann finnes det én rev-dannende steinkorall; *Lophelia pertusa*. *Lophelia*-korallene kan danne alt fra meget små forekomster på mindre enn én meter i utstrekning med høyder på noen desimeter til sammenhengende forekomster på flere kilometer. Revene bygges opp av døde skjelettresten av korallene og vokser svært langsomt. Korallrev er habitat for et stort antall dyrearter, og revene er ofte gode fiskeplasser.

Det er ikke rapportert om forekomst av korallrev i de åpne havområdene av Nordsjøen. Områdene som kan bli berørt av Dagny og Eirin har blitt kartlagt ved hjelp av ekkolodd. Hele influensområdet er svært homogent, og det har ikke blitt påvist strukturer som kan knyttes til korallrev eller til andre sårbare habitat.

4.12 Kulturminner

Det er generelt to typer av kulturminner som kan forekomme på norsk sokkel; funn fra steinalderbosetninger og funn av skipsvrak. I underlagsrapporten til RKU-Nordsjøen er det antatt en dybdegrense for mulige steinalderfunn på omtrent 140 m. Dagny og Eirin ligger på ca. 120 m dyp, og det er således et teoretisk potensial for funn fra steinalderen.

4.13 Miljøtilstanden i Nordsjøen

Status på miljøtilstanden i Nordsjøen er beskrevet i RKU 2006 underlagsrapport "Kilder til forurensning". Nedenfor er det gitt en kort beskrivelse av trender og tilstand for sediment og vannsøyle i Nordsjøen.

4.13.1 Utslippsmengder og trender

Totale utslipp av olje

Utslipp av olje inkluderer operasjonelle og akutte utslipp. Den største kilden til tilførsel av olje til Nordsjøen er antatt å være avrenning fra landområder (elvetilførsler), som står for 50 til 60 %. Skipsfart og petroleumsvirksomheten er de nest største utslippskildene, og bidrar med henholdsvis omlag 20 % og 15 % av oljeutslippene. Øvrige kilder bidrar i liten grad. Operasjonelle utslipp er en større kilde enn akutte utslipp både for skipsfart og petroleumsvirksomhet.

Generelt sett økte de totale oljeutslippene fra petroleumsvirksomheten på 90-tallet. Storbritannia og Norge står for det meste av utslippene, og produsert vann er den største utslippskilden i begge land. Utslippene fra britisk sektor var om lag 3 ganger større enn på norsk sektor i 2003. Utslippene fra britisk sektor viser imidlertid en reduksjon på om lag 30 % fra 2001 til 2003. De

norske oljeutslippene har også vist en nedadgående trend siden 2001. Årsaken til dette er tiltak som er satt i verk for å redusere oljeutslipp via produsert vann.

Totale utslipp av fenoler

Det er gjort flere sammenstillinger av ulike kilders bidrag til oljeforurensning av havområder, både globalt og for Nordsjøen. Globalt sett er det estimert at petroleumsvirksomheten står for 2 til 14 % av de totale oljeutslippene, avhengig om akutte utslipp inkluderes i vurderingene eller ikke. Vurderinger av petroleumsvirksomheten bidrag til oljeutslipp i Nordsjøen ligger i størrelsesorden 13 til 28 %. Det store omfanget av petroleumsaktiviteten i Nordsjøen i kombinasjon med dette havområdets størrelse taler for at petroleumsvirksomheten vil stå for en større andel av totale oljeutslipp her sammenlignet med globale estimater.

Vurderingene av utslipp av fenoler er avgrenset til utslipp av alkylfenoler (som også inkluderer nonyl- og oktylfenoler og deres etoksilater), det vil si forbindelser som har, eller mistenkes for å ha, hormonhemmende effekter.

Produkter som inneholder nonyl- og oktylfenoler/etoksilater er forbudt i Norge, og produktene er faset ut eller på vei å bli faset ut i flere andre land. Det foreligger få utslippsdata for disse stoffene, men miljøundersøkelser i Europa har vist at konsentrasjonene i vann og organismer har blitt signifikant redusert i løpet av de siste 15 til 20 årene.

Alkylfenoler forekommer i produsert vann, men kun 5 % av alkylfenoler som slippes ut med produsert vann tilhører fraksjoner som mistenkes for å kunne gi hormonelle effekter.

Det er ikke funnet noen samlet oversikt over totale tilførsler av alkylfenoler til Nordsjøen. Grove estimater indikerer at norsk petroleumsindustri bidrar med i størrelsesorden 20 % av utslippene av potensielt skadelige alkylfenoler. Resterende antas stort sett å slippes ut via produsert vann i britisk sektor.

Totale utslipp av PAH

Atmosfæriske avsetninger er den viktigste kilden til PAH-tilførsel til Nordsjøen, og står for omlag 61 % av de totale tilførslene. Skipstrafikken er den største kilden til direkte PAH-utslipp til vann (17 % av de totale utslippene til vann). Datagrunnlaget for vurderingene er imidlertid varierende og til dels dårlig. Det finnes for eksempel lite data om PAH-tilførsler via elver, og estimatene fra denne kilden er begrenset til vurderinger av utslipp via Rhinen og Mosel.

Totale utslipp av kadmium og kvikksølv

Estimert andel av kadmium og kvikksølv fra petroleumsvirksomheten i Norge, Storbritannia og Nederland var henholdsvis 15 % og 1 % av de totale tilførslene.

De største kildene til kadmiumtilførsler var atmosfæren (35 %), dumping av mudret materiale (25 %) og direkte tilførsler og elvetilførsler (26 %). Den største utslippskilden for kvikksølv i 2003 var dumping av mudret materiale (60 %) og atmosfæren (20 %). Mudring tilfører ingen nye utslipp til Nordsjøen, men flytting av forurensede masser fører til at forurensningen i mindre forurensede områder øker. Til tross for at mudringsaktiviteten har økt i senere år, har ikke dette ført til økte "utslipp" fra mudring.

4.13.2 Tilstandsbeskrivelse

Det er gjennomført en rekke overvåkingsundersøkelser i Nordsjøen, både i kystnære områder og i de sentrale delene. Undersøkelsene dekker både vannkvalitet, sedimentforhold og biologiske effekter. Analysemetoder og omfang av undersøkelsene har variert over tid, og på grunn av dette kan det for enkelte parametere mangle sammenligningsgrunnlag.

Oljeforurensning, PAH og fenoler

De norske regionale sedimentovervåkingsundersøkelsene indikerer at totalt areal som er påvirket av utslipp av hydrokarboner er mindre enn 0,5 % av den norske delen av Nordsjøen. Størst er påvirkningen i Nordsjøen sørvest og Nordsjøen nord. Undersøkelsene viser at PAH-innholdet i sedimenter er lavt, og med få unntak ligger disse

innenfor det som tilsvarer Klifs grense for ubetydelig/lite forurenset.

Overvåkingsundersøkelser i vannsøylen har fokusert på å undersøke om hydrokarboner, PAH eller alkylfenoler akkumuleres i fisk og evertebrater (virvelløse dyr). I undersøkelser utført i 2002 og 2003 ble det ikke påvist noen signifikant økologisk risiko med tanke på effekter knyttet til utslipp av produsert vann. Undersøkelser på Statfjordfeltet i 2004 viste imidlertid at blåskjell akkumulerte PAH-komponenter, og at akkumuleringen var størst nærmest plattformen.

Det er utført en miljørisikovurdering for å vurdere om utslipp av alkylfenoler kan føre til skadelige effekter på fisk i Nordsjøen. Analysen tok utgangspunkt i resultater fra tidligere studier om dose/respons nivåer og effekter av alkylfenoler, faktiske utslippkonsentrasjoner og utslippsmengder i produsert vann samt spredningsberegninger av alkylfenoler i havet. Resultatene fra analysen viste at det ikke var noen signifikant risiko for reproduktive effekter på populasjonsnivå for torsk, sei eller hyse i Nordsjøen som følge av utslipp av produsert vann.

For Nordsjøen sett under ett varierer nivået av totale hydrokarboner (THC) i vannsøylen med en faktor på 100, det er høyest i Kattegat og lavest i den nordlige delen av Nordsjøen. Lokalt rundt produksjonsplattformene i Nordsjøen, og spesielt de eldste, er det forhøyede nivåer av THC i bunnsedimentet.

PAH-nivåer i sjøvann i Nordsjøen varierer mye, og de høyeste nivåene finner en i kystnære område og estuarier (område der en eller flere elver munner ut i sjøen og gir en blanding av saltvann og ferskvann (brakkvann)). De høyeste PAH-nivåene finnes også i sedimenter i estuariene. Totale PAH-konsentrasjoner i marine sedimenter i sentrale deler av Nordsjøen (også i nærheten av oljeinstallasjoner) er i størrelsesordenen 10 til 30 ganger lavere av det som er registrert i estuarier og kystnære områder. Data fra kystnære områder i Nederland og Vadehavet viser ingen signifikant nedgang i PAH-nivåene i sedimenter i perioden 1986-1996.

Høye konsentrasjoner av oktyl- og nonylfenol-etoksilater er registrert i sedimenter i Scheldt og i Elbe. Konsentrasjonene av oktyl og nonylfenol-etoksilater i miljøet viser imidlertid en signifikant nedgang.

Akutte oljeutslipp

Til tross for at lastebåttrafikken har økt med 120 % de siste 10 årene har akutte utslipp fra skip vist en nedadgående trend siden 1970-tallet.

Overvåking av strandet sjøfugl langs Nordsjøkysten viser at andelen oljeskadd fugl har blitt signifikant redusert fra 70-tallet til midten på 90-tallet.

Tungmetaller

Utover nittitallet har det vært en nedadgående trend i nivået av tungmetaller i planter og dyr i Nordsjøen. Dette har vært særlig tydelig i områder med dynamiske sedimenter, som for eksempel estuarier og grunne kystområder.

Innholdet av tungmetaller i sedimenter i kystområdene i Nordsjøen er imidlertid omtrent dobbelt så høyt som i åpne havområder i Atlanterhavet. I Norskerenna, som er et område med høye sedimenteringshastigheter, er det også registrert høyere konsentrasjoner enn i Atlanterhavet.

I den norske delen av Nordsjøen viser sedimentovervåkingen generelt lave konsentrasjoner av tungmetaller i nærheten av offshoreinstallasjonene.

I Nordsjøen ligger kadmiumkonsentrasjonene i sjøvann generelt sett innenfor det som regnes som bakgrunnsnivåer, og godt under grensene for det som betraktes som miljøskadelig. Områder hvor det er registrert overskridelser av miljøskadelige nivåer i sedimenter er i Vadehavet og estuariene til de store elvene i Tyskland. Overskridelse av kadmium i organismer (blåskjell) er blant annet registrert i estuarier ved store elver i Storbritannia. Spesielt høye verdier er registrert i norske fjorder (Sørfjorden og Hardangerfjorden), hvor det har vært langvarige utslipp fra smelteverk.

Kvikksølvtilførslene til Nordsjøen har blitt signifikant redusert siden det ble satt i gang tiltak i industrien på midten av 80-tallet. På 90-tallet har de største tilførslene kommet via Rhinen, Mosel og Elbe.

Generelt sett overstiger konsentrasjonene av kvikksølv i sjøvann og i estuariene sjelden miljøskadelige konsentrasjoner. Målinger på offshorestasjoner viser at kvikksølvkonsentrasjonene er sammenlignbare med forventede bakgrunnsverdier. I kystnære områder kan konsentrasjonene overstige forventet bakgrunnsnivå med en faktor på 2 til 10.

Målinger i organismer viser at høye verdier stort sett finnes i områder nær industri, som i noen av de norske fjordene og i Elbes estuarium. Høyeste verdier for bioakkumulering er registrert i Sørfjorden.

5 Utslipp til luft

Utbyggingen og drift av Dagny og Eirin vil gi regulære utslipp til luft knyttet til følgende operasjoner:

- Bore- og brønnoperasjoner
- Marine operasjoner
- Transport
- Produksjon og prosessering
- Eksport av olje og gass

Det er gitt en beskrivelse av de viktigste utslippene til luft som følger av utbyggingen. Utslippene er sett i sammenheng med de totale utslippene i regionen, på sokkelen og nasjonalt.

Elektrifisering av produksjonsplattformen på Dagny er under vurdering (se kap. 3.8.1). En eventuell elektrifisering vil fjerne utslipp på Dagny plattform som skyldes generering av elektrisk kraft under normal drift.

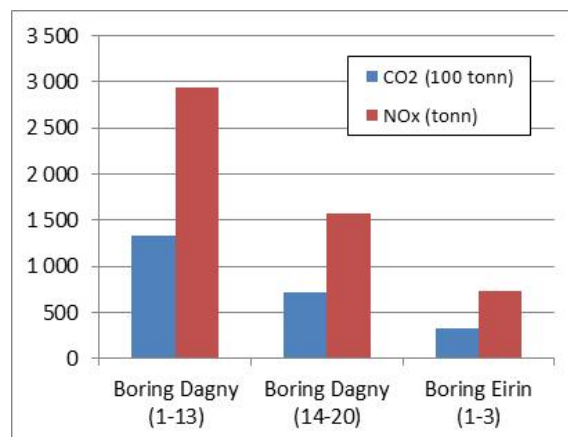
5.1 Anleggsfasen

Under anleggsfasen vil det bli utslipp til luft i forbindelse med boring av brønnene, marine operasjoner og ulike former for transportvirksomhet. På Dagny vil borekampanjen fortsette også etter at feltet er satt i drift. Utslipp til luft i forbindelse med boring er presentert samlet under bore- og brønnoperasjoner.

5.1.1 Bore- og brønnoperasjoner

Brønnene på Dagny skal bores med en oppjekkbar borerigg. På Eirin er brønnene planlagt boret med en flytende borerigg. Boreaktiviteter gir utslipp til luft i hovedsak av CO₂ og NO_x fra dieselmotorer riggen. Foreløpige beregninger av utslipp til luft er basert på riggtype og forventet antall boredøgn. På Dagny er det besluttet å bore 13 brønner. Boreperioden for disse vil være ca. 4 år. De resterende syv brønnsliissene på Dagny plattform kan også bli boret. Boreperioden for de siste syv brønnene vil være ca. 2 år. På Eirin er det antatt boring av tre brønner i totalt 210 døgn. For begge feltene er det antatt bruk av en typisk rigg som forbruker gjennomsnittlig ca. 32 tonn diesel per døgn.

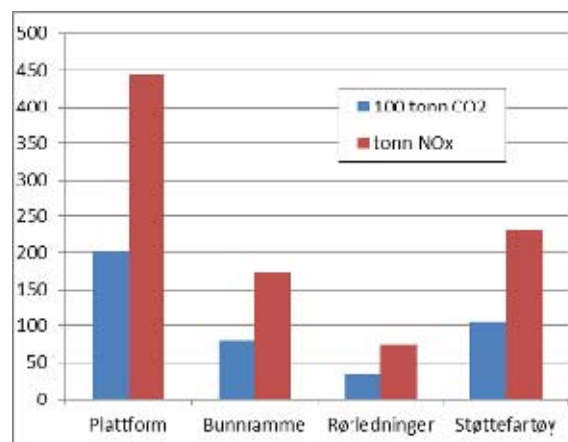
Estimerte totalutslipp til luft fra boreaktiviteter er vist i Figur 5-1.



Figur 5-1 Estimerte utslipp til luft fra boreoperasjoner. Brønner vist i parentes

5.1.2 Marine operasjoner

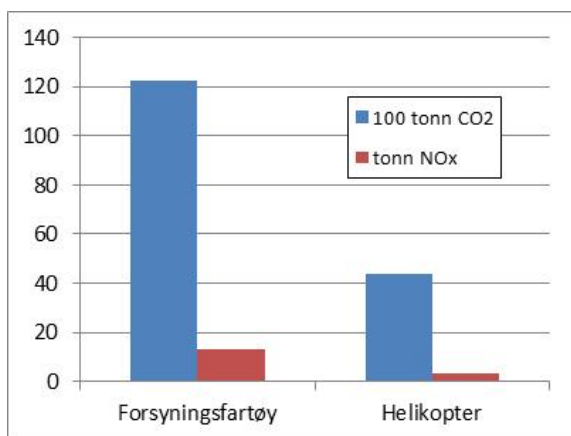
Marine operasjoner som installasjon av plattform, bunnramme, samt legging av rørledninger og kabler gir utslipp til luft fra kraftgenerering på fartøyene. Utslippene kommer fra dieselmotorer og vil hovedsakelig bestå av CO₂ og NO_x, ref. Figur 5-2.



Figur 5-2 Estimerte utslipp til luft fra marine operasjoner

5.1.3 Transportvirksomhet

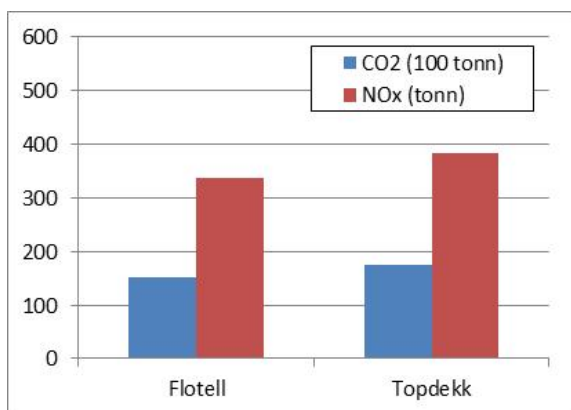
Under bore- og anleggsfasen vil det være anløp av forsyningsfartøy og transport av personell med helikopter. Forbrenning av drivstoff gir utslipp til luft, hovedsakelig av CO₂ og NO_x. Estimerte utslipp til luft er basert på analyser av logistikkbehov. Beregningene er fordelt på forsyningsfartøy og helikopter, ref. Figur 5-3.



Figur 5-3 Estimerte utslipp til luft fra transportvirksomhet

5.1.4 Ferdigstillelse

Det er planlagt å montere Dagny toppdekk på stålunderstellet i mai 2016. I installasjons- og ferdigstillelsesfasen er det planlagt bruk av et flytende hotell, et såkalt flotell. Frem til produksjonsoppstart i desember 2016 vil det bli utslipp til luft, i hovedsak CO₂ og NO_x, fra dieseldreven kraftgenerering på flotellet og på toppdekket. Estimerte utslipp er vist i Figur 5-4.



Figur 5-4 Estimerte utslipp av CO₂ og NO_x fra flotell og toppdekk i installasjons- og testfasen

5.2 Oppstartsfasen

Under oppstart vil utslipp til luft kunne ligge på et noe høyere nivå enn under normal drift. Bruk av testseparator vil føre til at det ikke blir utslipp til luft ved brønntesting og opprensning på Dagny. På Eirin vil trolig brønntesting og opprensning bli kjørt mot boreriggen, noe som vil gi utslipp til luft.

Utslipp til luft i forbindelse med oppstart vil bli beskrevet i utslippssøknaden.

5.3 Driftsfasen

Planlagt oppstart av produksjon for Dagny og Eirin er desember 2016. Det er antatt produksjon frem til 2035, jf. kapittel 3.3.

I driftsfasen vil ordinære utslipp til luft stamme fra følgende kilder:

- Transportvirksomhet
- Kraftgenerering på Dagny (frem til eventuell elektrifisering)
- Nødfakling på Dagny
- Testing av nødutstyr på Dagny
- Diffuse utslipp på Dagny
- Kraftgenerering på lagerskipet
- Prosessering og kompresjon på Sleipner A
- Fakling på Sleipner A

Utslipp fra boreaktiviteter i driftsfasen er inkludert i kapittel 5.1.1.

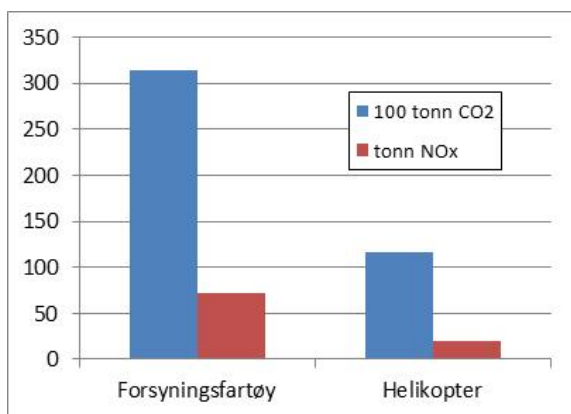
Det vil i tillegg være utslipp til luft fra skytteltankere som frakter oljen fra lagerskipet. Disse utslippene er ikke inkludert i konsekvensutredningen.

Det vil ikke være utslipp til luft fra havbunnsinstallasjonene på Eirin.

5.3.1 Transportvirksomhet

I driftsfasen vil det være anløp av forsyningsfartøy og transport av personell med helikopter. Estimerte utslipp til luft er basert på analyser av logistikkbehov under normal produksjon, brønnintervensjon, samt transport til lagerskipet. Beregningene er oppgitt for hele feltets levetid og

fordelt på forsyningsfartøy og helikopter, ref. Figur 5-5.



Figur 5-5 Estimerte utslipp til luft fra transportvirksomhet

5.3.2 Dagny plattform

På Dagny plattform vil det bli utslipp til luft av CO₂, NO_x og VOC fra kraftgenerering, nødfakling, testing av dieselgeneratorer, kaldventilering og diffuse utslipp. Det er kraftgenerering som utgjør den største utslippskilden på plattformen. Dersom Dagny blir elektrifisert med kraft fra land, vil utslipp i forbindelse med kraftgenerering på plattformen bli kraftig redusert.

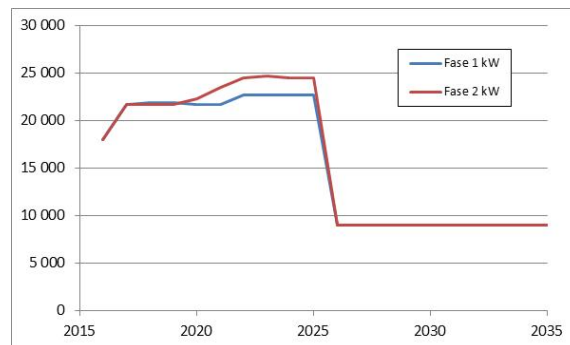
Foretrukket dreneringsstrategi for Dagny-oljen er trykkvedlikehold gjennom gassinjeksjon til reservoaret. Gass til injeksjon er planlagt hentet fra Eirin og/eller Gassled. Det vil bli gjort en evaluering av reservoaregenskapene etter produksjonoppstart før endelig valg av strategi for injeksjon og import av gass. I det følgende er injeksjon av kun Eirin-gass benevnt Fase 1, mens alternativet med import av injeksjonsgass fra Gassled er benevnt Fase 2.

Miljøbudsjettet for Dagny plattform er basert på FEED-studiene, jf. kap. 3.3.2.

5.3.2.1 Kraftbehov

Dagny plattform blir designet med elektriske drivere. Samlet effektbehov er beregnet til å ligge fra 6 til 25 MW avhengig av om gassinjeksjonskompressoren er i drift. Gassinjeksjonskompressoren har et forventet effektbehov på 13-16 MW avhengig av trykk og mengde injisert gass. Det er

antatt gassinjeksjon i ti år, fra 2017 til 2025. Kraftforbruket for Fase 2 følger Fase 1, med unntak av et noe økt behov for årene 2020-2025, ref. Figur 5-6.



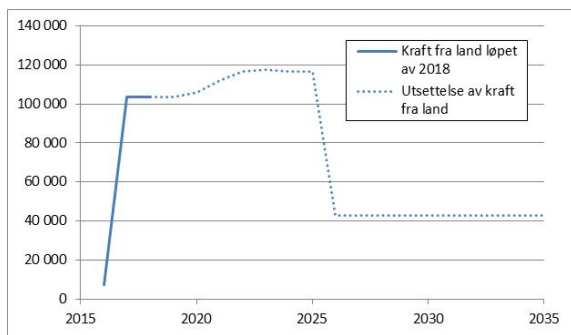
Figur 5-6 Effektbehov for Dagny plattform for Fase 1 og Fase 2

5.3.2.2 Utslipp lokal kraftgenerering

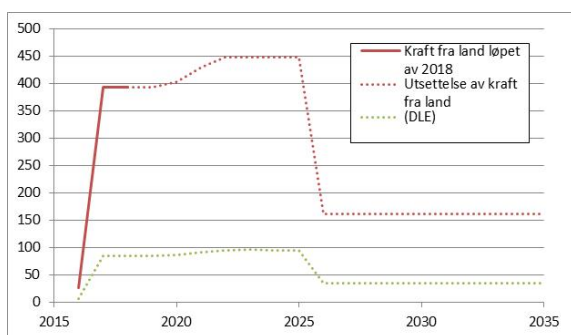
Dagny plattform vil ha lokal kraftgenerering med turbindreven generator inntil eventuell oppstart av Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt. Lokal kraftgenerering gir utslipp til luft, hovedsakelig av CO₂, NO_x og VOC.

I forrige fase av prosjektet var base case for lokal kraftgenerering to stk. gassturbiner med DLE-teknologi (lav-NO_x). Som følge av tilpasning til fremtidig elektrifisering er dette endret til ett stk. kombinert diesel- og gassturbin uten DLE (jf. kap. 3.8.1). Konsekvensen av å endre base case er økte utslipp av NO_x frem til elektrifisering.

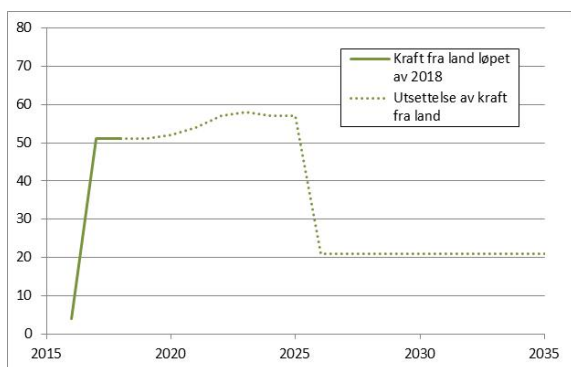
Det er usikkert når eventuell kraft fra land kan være på plass. I figurene under er det antatt import fra land i løpet av 2018, som er planlagt oppstartsår for Johan Sverdrup-feltet. Estimerte utslipp av CO₂, NO_x og VOC fra lokal kraftgenerering på Dagny plattform er vist i Figur 5-7, Figur 5-8 og Figur 5-9. Hvis kraft fra land kan være tilgjengelig fra 2016 vil utslippene reduseres fra første dag.



Figur 5-7 Estimerte utslipp av CO₂ (tonn) på Dagny plattform ved lokal kraftgenerering frem til import av kraft fra land. Estimert gjelder Fase 2.



Figur 5-8 Estimerte utslipp av NO_x (tonn) på Dagny plattform ved lokal kraftgenerering uten DLE frem til import av kraft fra land. Estimert gjelder Fase 2. Utslipp ved bruk av DLE er antydning med stiplet grønn linje.



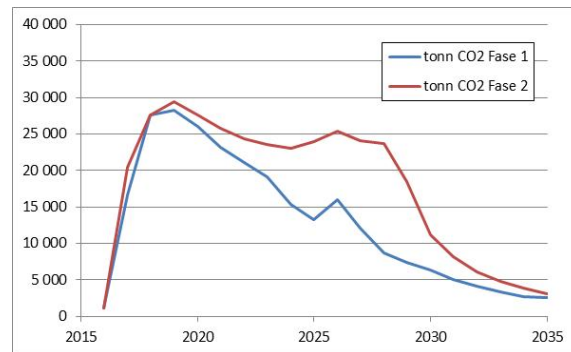
Figur 5-9 Estimerte utslipp av VOC (tonn) på Dagny plattform ved lokal kraftgenerering frem til import av kraft fra land. Estimert gjelder Fase 2.

5.3.2.3 Andre utslipp fra plattformen

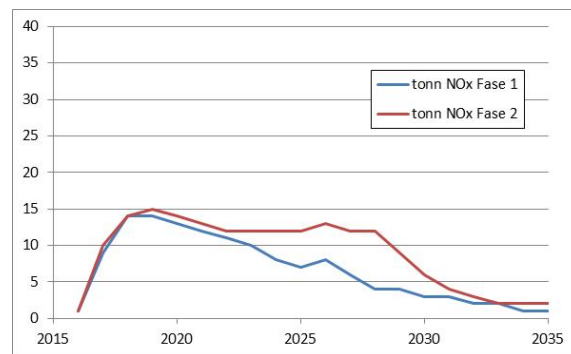
Fakling

Plattformen er designet med et lukket fakkelsystem. Det vil derfor ikke være utslipp fra fakkell under normal drift. Utslipp som følge av nødssituasjoner og driftsforstyrrelser er antatt å utgjøre ca. 0,3 % av

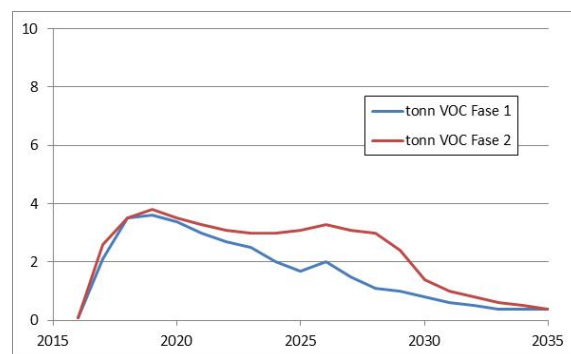
total gassproduksjon. Estimerte utslipp av CO₂, NO_x og VOC i forbindelse med nødfakling er vist i Figur 5-10, Figur 5-11 og Figur 5-12.



Figur 5-10 Estimerte utslipp av CO₂ i forbindelse med nødfakling



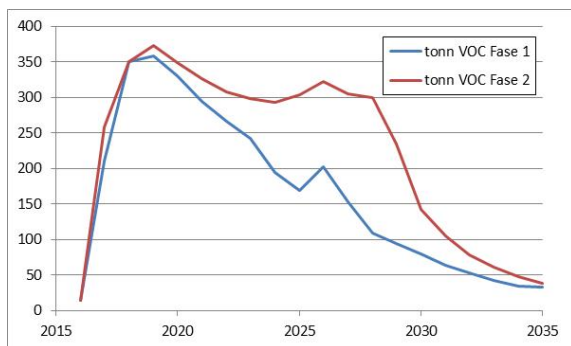
Figur 5-11 Estimerte utslipp av NO_x i forbindelse med nødfakling



Figur 5-12 Estimerte utslipp av VOC i forbindelse med nødfakling

Diffuse utslipp

Det vil bli noe utslipp fra prosesslekkasjer, såkalte diffuse utslipp. Estimerte diffuse utslipp er vist i Figur 5-13.



Figur 5-13 Estimerte utslipp av VOC fra diffuse kilder

Kaldventilering

I henhold til Statoils interne krav skal man unngå kaldventilering, dvs. kontinuerlige utslipp av hydrokarboner. På Dagny er dette gjennomført så langt praktisk mulig. Det vil likevel bli noe kaldventilering fra kompressoren som følge av mindre lekkasjer i pakningene. Dette utslippet er estimert til ca. 54 tonn metan (CH₄) per år.

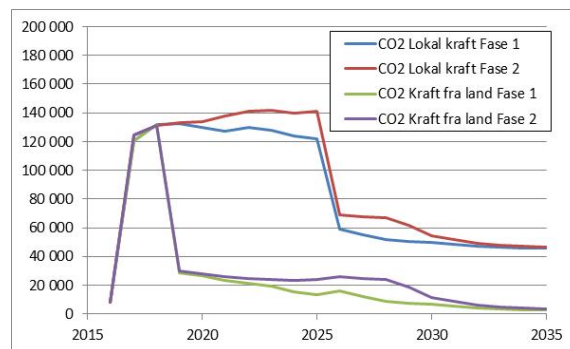
5.3.2.4 Totale utslipp Dagny plattform

Forventet utslipp av CO₂ på Dagny plattform er beregnet til henholdsvis 89 000 tonn CO₂ per år med lokal kraftgenerering og 26 000 tonn CO₂ per år med import av kraft fra land (oppkopling i løpet av 2018). Estimert gjelder Fase 2 og er beregnet som årlig gjennomsnitt for hele levetiden. Estimerte årlige utslipp av CO₂ for Fase 1 og Fase 2 med, og uten kraft fra land er vist i Figur 5-14.

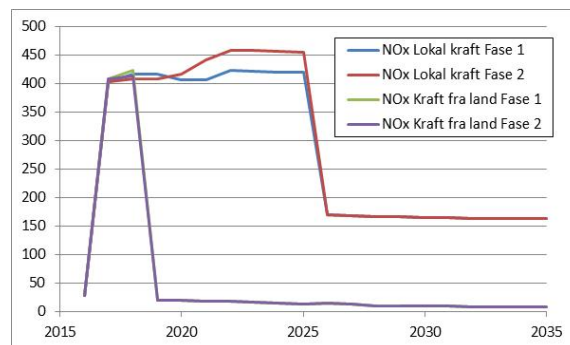
Samlede utslipp av NO_x på Dagny plattform er beregnet til henholdsvis 292 tonn per år med lokal kraftgenerering og 55 tonn per år med import av kraft fra land (oppkopling i løpet av 2018). Estimert gjelder Fase 2 og er beregnet som årlig gjennomsnitt for hele levetiden. Estimerte årlige utslipp av NO_x for Fase 1 og Fase 2 med, og uten kraft fra land er vist i Figur 5-15.

Samlede utslipp av VOC på Dagny plattform er beregnet til henholdsvis 330 tonn per år med lokal kraftgenerering og 299 tonn per år med import av kraft fra land (oppkopling i løpet av 2018). Estimert gjelder Fase 2 og er beregnet som årlig gjennomsnitt for hele levetiden. Estimerte årlige utslipp av VOC for Fase 1 og Fase 2 med, og uten kraft fra land er vist i Figur 5-16.

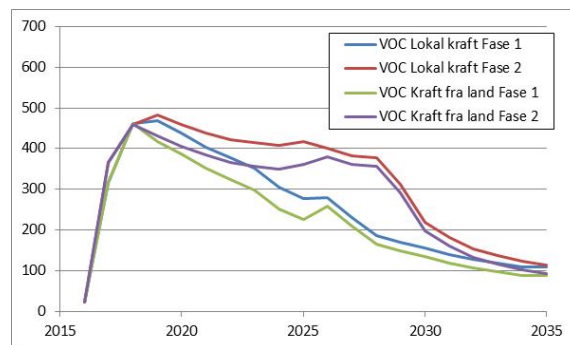
Samlede utslipp av CO₂, NO_x og VOC beregnet som gjennomsnittlige årlige utslipp for feltets levetid er vist i Tabell 5-1. Beregning av CO₂-ekvivalenter er basert på følgende omregningsfaktorer: CO₂ = 1, CH₄ = 21, indirekte CO₂ fra CH₄ = 2,75 og indirekte CO₂ fra VOC = 3.



Figur 5-14 Estimerte totalutslipp av CO₂ (tonn) på Dagny plattform for Fase 1 og Fase 2, samt med og uten import av kraft fra land



Figur 5-15 Estimerte totalutslipp av NO_x (tonn) på Dagny plattform for Fase 1 og Fase 2, samt med og uten import av kraft fra land



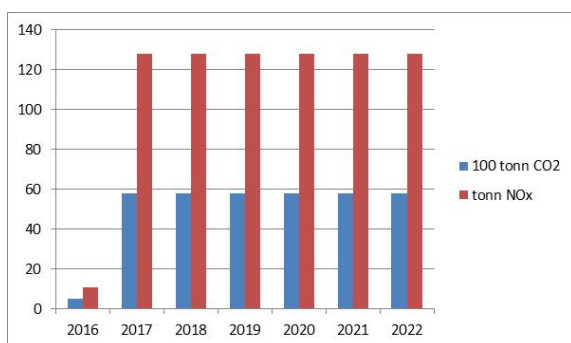
Figur 5-16 Estimerte totalutslipp av VOC (tonn) på Dagny plattform for Fase 1 og Fase 2, samt med og uten import av kraft fra land

Tabell 5-1 Oversikt over gjennomsnittlige årlige utslipp av CO₂, NO_x og VOC på Dagny plattform for Fase 1 og Fase 2, med og uten kraft fra land. En omregning til CO₂-ekvivalenter er også vist.

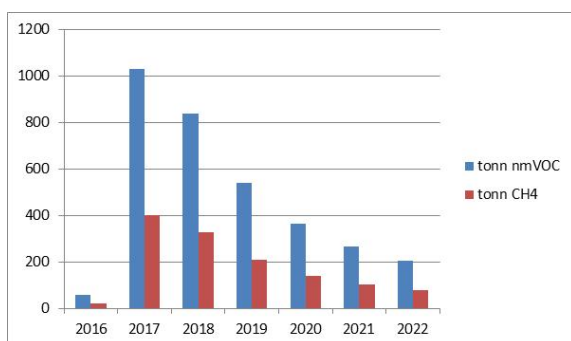
	Lokal kraft (2016-2035)		Kraft fra land (2019-2035)	
	Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2
CO ₂ (tonn)	86 600	88 900	24 800	26 100
NO _x (tonn)	284	292	49	55
VOC (tonn)	265	330	234	299
CO ₂ -ekv. (tonn)	91 500	99 600	29 100	34 900

5.3.3 Lagerskipet

Lagerskipet vil ha utslipp til luft fra kraft- og varmeproduksjon. Beregnede utslipp av CO₂ og NO_x er basert på et antatt dieselforbruk på 5 tonn per døgn (Figur 5-17). Skipet skal utstyres med anlegg for reduksjon av nmVOC-utslipp. Valg av anlegg er ennå ikke foretatt. Foreløpige beregninger av VOC-utslipp er vist i Figur 5-18.



Figur 5-17 Forventede utslipp av CO₂ og NO_x på lagerskipet



Figur 5-18 Foreløpige beregninger av VOC-utslipp fra lagerskipet, fordelt på nmVOC og metan

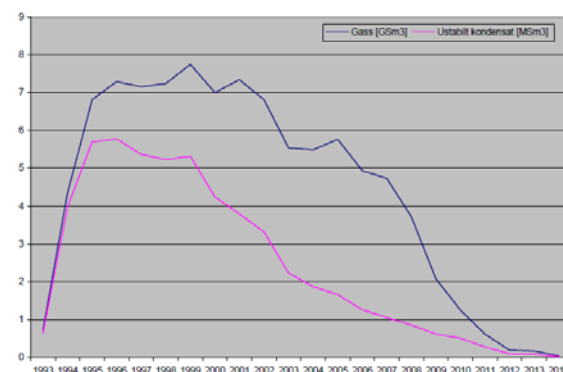
5.3.4 Sleipner A

Riksgass fra Dagny sendes i rørledning til Sleipner A for videre prosessering og eksport. På Sleipner A vil

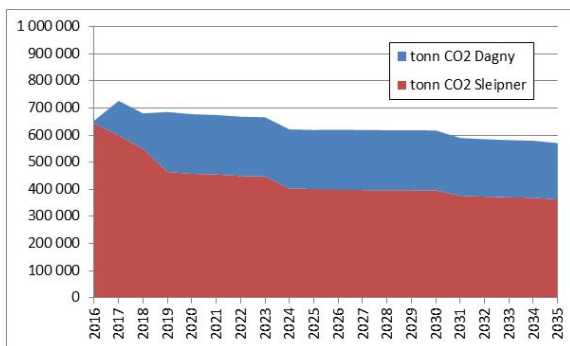
gassen bli behandlet for å oppfylle nødvendige spesifikasjoner for tørrgass og deretter bli eksportert gjennom Gassco-systemet. Flytende naturgass (NGL) og kondensat vil bli prosessert for å møte Kårstø-spesifikasjoner og deretter eksportert til Kårstø-anlegget i Rogaland.

Sleipner Øst-feltet har sterkt fallende produksjon (Figur 5-19). Dagny vil ikke øke produksjonen på Sleipner A, men bidra til bremse produksjonsnedgangen. Siden Dagny utgjør en stor andel av gassen som går gjennom Sleipner, vil Dagny stå for en betydelig andel av de fremtidige utslippene. Gassen fra Dagny kommer inn til Sleipner A med lavt trykk og det kreves mye energi for å trykke opp gassen for videre eksport. Dagnys andel på Sleipner A (Fase 2) er foreløpig beregnet til å ligge på gjennomsnittlig 208 000 tonn CO₂, 630 tonn NO_x og 66 tonn VOC per år (Figur 5-20, Figur 5-21 og Figur 5-22).

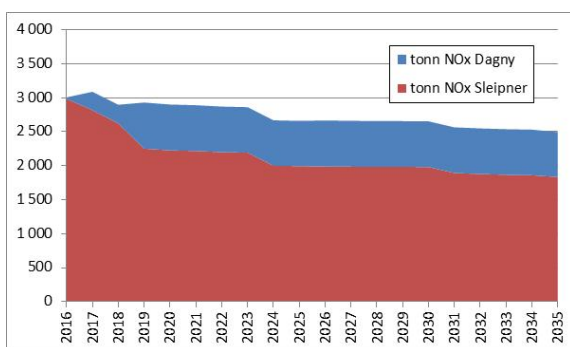
Hovedbidraget for utslipp til luft på Sleipner kommer fra kompressorene. Gassturbinene som driver kompressorene er av konvensjonell type uten lav NO_x-teknologi. For BAT-vurderinger, se kapittel 3.8.2.



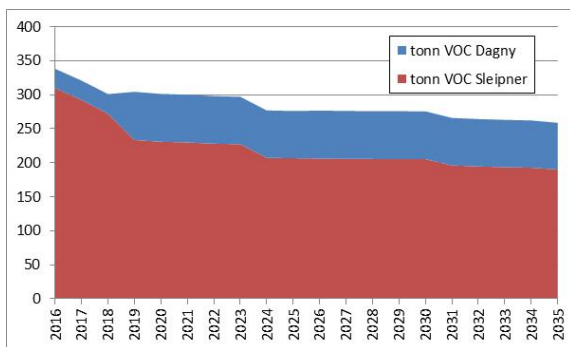
Figur 5-19 Historisk og forventet produksjon fra Sleipner Øst-feltet (Årsrapport Sleipner Øst)



Figur 5-20 Forventede utslipp av CO₂ på Sleipner A vist som stablet linjediagram



Figur 5-21 Forventede utslipp av NO_x på Sleipner A vist som stablet linjediagram



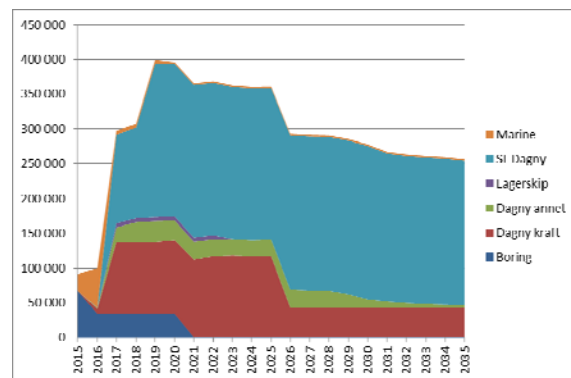
Figur 5-22 Forventede utslipp av VOC på Sleipner A vist som stablet linjediagram

5.4 Samlede utslipp til luft

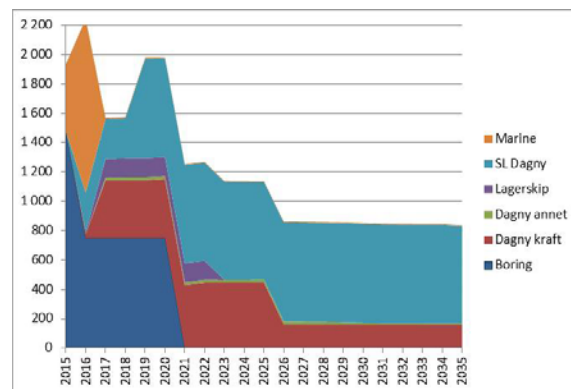
Utslipp av CO₂ og NO_x vil i hovedsak stamme fra Dagnys andel på Sleipner A. En samlet presentasjon av forventede utslipp av CO₂, NO_x og VOC for utvikling og drift av Dagny og Eirin er gitt i figurene under. Figur 5-23 viser utslipp av CO₂. Figur 5-24 viser utslipp av NO_x med lokal kraft uten DLE-teknologi på Dagny. Figur 5-25 viser utslipp av VOC. "Marine" er samlede utslipp fra marine operasjoner, installasjonsfasen og transport, "SL

"Dagny" er Dagnys andel på Sleipner A, "Dagny annet" er utslipp til luft fra Dagny plattform unntatt generering av hovedkraft, "Dagny kraft" er utslipp til luft fra gassturbiner på Dagny plattform. Ved eventuell elektrifisering fjernes utslippene fra "Dagny kraft".

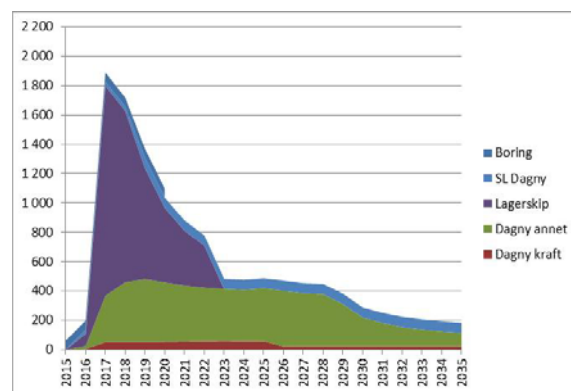
Estimatene er basert på full gassinjeksjon (Fase 2) og boring av 20 brønner på Dagny og tre brønner på Eirin.



Figur 5-23 Forventede utslipp av CO₂.



Figur 5-24 Forventede utslipp av NO_x



Figur 5-25 Forventede utslipp av VOC

Forventede utslipp offshore av CO₂, NO_x og VOC for utvikling og drift av Dagny og Eirin, presentert som gjennomsnittlige utslipp per år, er vist i Tabell 5-2.

Estimerte utslipp av CO₂ for Dagny og Eirin oppgitt per volumenhet oljeekvivalent eksportert er vist i Tabell 5-3. I 2010 var spesifikt utslipp av CO₂ på norsk sokkel 55 kg/Sm³ oljeekvivalent levert (OLF 2011).

Tabell 5-2 Forventede totale utslipp til luft fra utvikling og drift av Dagny og Eirin presentert som årlig gjennomsnitt. Lokal kraft innebærer lokal kraftgenerering på Dagny plattform for hele feltets levetid. Import fra land innebærer import av kraft fra land til Dagny plattform i løpet av 2018.

Kraftløsning Dagny	CO ₂ (tonn/år)	NO _x (tonn/år)	VOC (tonn/år)
Lokal kraft	293 000	1 200	6 00
Import fra land	235 000	1 000	6 00

Tabell 5-3 Estimerte utslipp av CO₂ fra Dagny og Eirin-prosjektet oppgitt som kg CO₂ per volumenhet oljeekvivalent eksportert

Prosjektelement	Lokal kraft på Dagny (kg CO ₂ /Sm ³ o.e.)	Med elektrifisering i 2018 (kg CO ₂ /Sm ³ o.e.)
Dagny plattform kraft	34	5
Dagny plattform annet	8	8
Dagny andel Sleipner A	93	93
Boring	5	5
Marine operasjoner	2	2
Sum prosjekt	142	113

5.5 Fremtidige muligheter

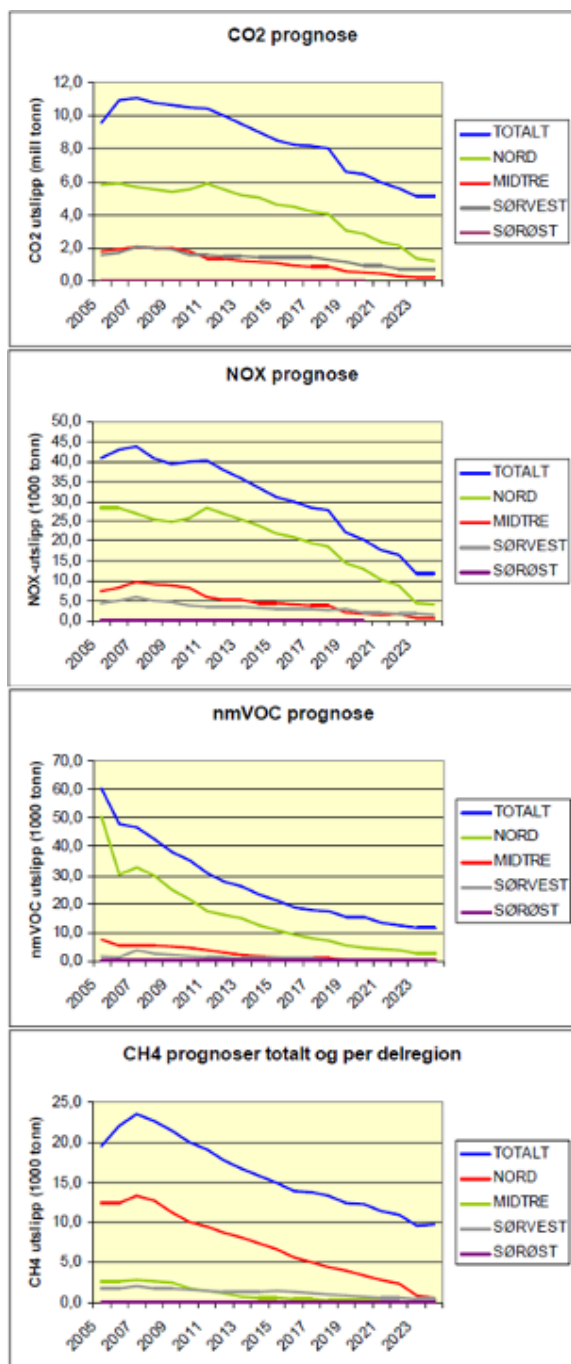
I tillegg til besluttede planer for å realisere volumene i ressursklasse 2, forventes det at det vil bli gjort fremtidige beslutninger om økte aktiviteter og produksjon på Dagny og Eirin. Foreløpige planer for Dagny inkluderer å bore brønner fra de resterende syv ledige brønnsliissene på Dagny plattform til uborete segmenter og IOR-aktiviteter, gjennomføring av Fase 2-gassinjeksjon og tilknytning av Fanten-prospektet. Disse aktivitetene er i hovedsak inkludert i de beregnede utslippsvolumene.

For Eirin vil det være muligheter for en fjerde brønn i Eirin reservoaret og tilknytning av Langemann prospektet i tillegg til produksjon av Zorn.

5.6 Prognoser for utslipp til luft

I forbindelse med siste oppdatering av regional konsekvensutredning for Nordsjøen ble det utarbeidet utslippsprognoser for CO₂, NO_x og VOC. Prognosene er basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006. Dagny og Eirin er inkludert som gassfelt disse prognosene.

Prognosene er vist for Nordsjøen totalt sett og for de ulike delregionene. Dagny og Eirin er lokalisert i region Midtre, ref. Figur 5-26.



Figur 5-26 Prognoser for utslipp av CO₂, NO_x, nmVOC og CH₄ (RKU-Nordsjøen 2006)

Som det går frem av figurene over, forventet RKU-Nordsjøen fall i utslippene fra et toppnivå i 2007. Dagny og Eirin vil bidra til at utslippene faller mindre enn det som ligger i prognosene, blant annet ved at Dagny bidrar til å opprettholde driften av Sleipner. I prognosene fra RNB 2006 er det forventet at utslippene i Nordsjøen i 2019, når Dagny er på platå, vil ligge på ca. 6,6 millioner tonn CO₂ og ca.

22,1 tusen tonn NO_x. I oppdaterte prognoser basert på RNB 2010 er disse tallene justert til henholdsvis 10 millioner tonn CO₂ og 34 tusen tonn NO_x. Utslippene fra Dagny og Eirin på platå vil utgjøre om lag 6 % av 2006-prognosen og 4 % av 2010-prognosen for CO₂. Tilsvarende tall for NO_x er 8 % og 5 %. Merk at disse tallene representerer toppunktet for utslippene fra Dagny og Eirin og inkluderer alle utslippskilder.

Til sammenlikning er de forventede totale utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet i år 2019 rundt 13,5 millioner tonn CO₂ og 50 tusen tonn NO_x (Fakta 2012, OD).

5.6.1 Petroleumsvirksomhetens bidrag til nasjonale utslipp

I 2011 var samlet CO₂-utslipp fra virksomheten på norsk sokkel 12,3 millioner tonn. Dette er en nedgang fra 2010, da utslippet var 12,6 millioner tonn. Utslippet er lavere enn prognosene fra 2010 antydnet, blant annet på grunn av iverksatte tiltak med dokumenterte utslippsreduksjoner på mer enn 0,5 millioner tonn i perioden 2008-2011.

Samlet norske utslipp av CO₂-ekvivalenter i 2011 var ifølge SSB 52,7 millioner tonn, en nedgang på ca. 2 prosent fra 2010. Olje- og gassindustrien sto for omtrent en fjerdedel av de norske utslippene, som er omtrent samme nivå som i 2010. Til orientering kan det nevnes at sektorens andel av landets samlede verdiskaping målt ved BNP er av samme størrelsesorden.

I 2011 var totalt utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten 51 487 tonn. Dette er en liten økning fra 2010, da utslippet var 50 048 tonn. Totalutslippet av NO_x har endret seg relativt lite de siste årene.

Samlet norsk utslipp av NO_x i 2011 var ifølge SSB 182 000 tonn, en nedgang på ca. 2 prosent fra 2010. Av de totale utslippene sto olje- og gassindustrien for 28 prosent, en svak oppgang i forhold til 2010. Den største kilden til NO_x-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er turbiner på innretningene offshore.

I 2011 var samlet utslipp av nmVOC 30 580 tonn. Dette er en nedgang på 17 prosent fra 2010, da utslippet var 36 990 tonn. Samlet norsk utslipp av nmVOC i 2011 var ifølge SSB 134 300 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 22,7 prosent av de nasjonale utslippene. Samlet CH₄-utslipp i 2011 var 28 581 tonn, en svak oppgang fra foregående år. Andelen utslipp fra lasting har gått kraftig ned og er nå i underkant av 10 prosent av utslippet. Den største kilden til CH₄-utslipp fra olje- og gassvirksomheten er kaldventilering og diffuse utslipp fra flenser, ventiler og diverse prosessutstyr. Samlet norsk utslipp av CH₄ i 2011 var ifølge SSB 206 000 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 13,9 prosent av de nasjonale utslippene, omtrent uendret de siste årene.

Alle data er hentet fra OLF Miljørapport 2012 (OLF 2012).

5.7 Konsekvenser av utslipp til luft

Miljøeffektene av CO₂ og metan (CH₄) er knyttet til drivhuseffekt og global oppvarming. VOC uten metan, såkalt nmVOC, utgjør en heterogen gruppe komponenter som bidrar til global oppvarming og bakkenært ozon. NO_x knyttes til regional forurening og overgjødning. For ytterligere beskrivelser vises det til RKU-Nordsjøen kapittel 8.

5.8 Utslippsreducerende tiltak

Tiltakene er vurdert med bakgrunn i muligheter for å redusere utslipp til luft og i myndighetenes rammebetingelser. Se også kapittel 3.8 BAT-vurderinger. Følgende tiltak er besluttet eller foreslått implementert:

Dagny plattform

- Optimaliserte prosess- og energiløsninger
- Bruk av overskuddsvarme fra prosess til boligkvarter
- Tilrettelegging for import av kraft fra land
- Lukket fakkelsystem og gjenvinning av gass
- Turtallsjustering på større elektriske drivere

Lagerskip

- nmVOC-anlegg

Sleipner

- Bruk av varmemedium til inntaksvarmer (besluttet)
- Skifte av repellere Sleipner A rekompresor (studie)

6 Utslipp til sjø

Utbygging og drift av Dagny og Eirin vil gi regulære utslipp til sjø knyttet til:

- Bore- og brønnoperasjoner
- Klargjøring av rørledninger
- Produsert vann
- Retur av sjøvann brukt til kjøling
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Kontrollsystem bunnramme

I tillegg kan utbyggingen medføre akutte utslipp som følge av uhell. Se kapittel 7 for nærmere beskrivelse.

6.1 Anleggsfase

6.1.1 Bore- og brønnoperasjoner

Det vil bli stilt strenge krav til bore- og brønnoperasjonene. Det er et overordnet mål at prosjektet ikke skal medføre utslipp av miljøfarlig boreavfall. Det legges til rette for en gjenbruksordning for borevæske som vil minimalisere forbruk og utslipp.

Forhold knyttet til boring og brønnoperasjoner vil bli gjort rede for i en egen utslippssøknad til Klima- og forurensningsdirektoratet før boreoperasjonene starter.

For Dagny planlegges de to øverste hullseksjonene boret med vannbaserte borevæsker. De resterende hullseksjonene planlegges boret med oljebasert borevæske. 17 ½"-, 12 ¼"- og 8 ½"-seksjonen er planlagt boret med oljebasert slam på grunn av behov for stabilitet i borehullet.

For Eirin planlegges de tre øverste hullseksjonene boret med vannbaserte borevæsker. De resterende hullseksjonene planlegges boret med oljebasert borevæske. 12 ¼"- og 8 ½"-seksjonen er planlagt boret med oljebasert borevæske. Skulle borehullsstabilitet etter en mer detaljert analyse også bli vurdert som en signifikant risiko ved boring av 17

½"-seksjonen, vil også denne bli boret med oljebasert væske

Ved bruk av vannbasert borevæske planlegges kaks sluppet ut i sjøen. Ved boring av 36" seksjonen vil kaks bli sluppet ut ved sjøbunnen og avleire seg i nærområdet til brønnen. Ved boring av 26" seksjonen vil kaks bli sluppet ut ved havoverflaten.

På Dagny er det planlagt å rense oljebasert borekaks på boreriggen før utslipp til sjø da dette vurderes som den miljø- og kostnadmessige beste løsningen. På Eirin vil oljebasert borekaks bli sendt til land for videre behandling. Dersom rensing og utslipp av borekaks boret med oljebasert væske ikke skulle møte miljøkravene, vil alternativ løsning for Dagny være å sende borekaket til land eller bore en egen injeksjonsbrønn.

Metoden som er planlagt brukt for rensing av oljebasert borekaks kalles TCC (thermal mechanical cuttings cleaning). Et program for å kvalifisere denne teknologien er pågående i Statoil. Dagny må også kvalifiseres for bruk av TCC. Resultatene fra disse kvalifikasjonsprogrammene vil bli inkludert i utslippssøknaden til KLIF.

TCC-kvalifisering for Dagny vil blant annet ta for seg følgende studier:

- Karakterisering av oppmalt rensert borekaks
- Spredningsberegninger på Dagny-lokasjon
- Effekter på vannsøyle og effekt på biodata
- Restmengde av boreslamkjemikalier på oppmalt og rensert borekaks
- Overvåkningsstudier og -plan på Dagny-lokasjon
- Livsløpsvurdering av teknologien

Skulle TCC-teknologien ikke tilfredsstillende gitte miljøkrav, vil alternativ metode for håndtering av borekaks være å sende det til land for videre behandling, alternativt å bore en egen injeksjonsbrønn.

På Dagny planlegges brønnene renses opp mot testseparator på plattformen, etter at toppdekket er installert. Opprenskningen av brønnene vil bli utført på en slik måte at det ikke blir utslipp til vann av uforbrente hydrokarboner.

På Eirin planlegges brønnene renses opp til et midlertidig opprenskningsanlegg på riggen. Opprenskningen av brønnene vil bli utført på en slik måte at det ikke blir utslipp til vann av uforbrente hydrokarboner.

Drenasjevann og annen forurenset væske fra bore- og brønnoperasjonene på Dagny planlegges renses på riggen og slippes ut til sjø. Erfaringsmessig må omtrent 25 % av forurenset væske fra drenasjevann m.m. sendes til land, da dette ikke kan renses offshore. På Eirin er det planlagt å sende drenasjevann til land for videre behandling.

En oversikt over de viktigste komponentene som kan inngå i vannbasert og oljebasert bore- og kompletteringsvæsker er vist i Tabell 6-1. Merk at det på nåværende tidspunkt ikke er valgt leverandør, og at tabellen dermed ikke nødvendigvis gjenspeiler den endelige væsken som skal brukes. Valg av bore- og kompletteringsvæsker vil bli basert på en samlet evaluering med vekt på HMS, teknisk gjennomførbarhet, logistikk og kostnader.

Anslag over foreløpig estimerte volum av borekaks fra en typisk brønn på Dagny og Eirin er vist i henholdsvis Tabell 6-2 og Tabell 6-4. Merk at det er usikkerhet knyttet til estimatene siden brønnbanene foreløpig ikke er planlagt i detalj.

Tabell 6-1 Foreløpig oversikt over de viktigste komponentene i vannbasert og oljebasert bore- og kompletteringsvæske på Dagny og Eirin

Komponent	Funksjon	36"		26"		17 1/2"	12 1/4"	8 1/2" Dagny	8 1/2" Eirin	Komplettering
Kjemikalier i bore og kompletteringsvæsker										
Bentonitt	Viskositetsmiddel	x	x							
Barite	Tetthetskontroll	x	x	x	x	x	x			
pH kontroll	pH kontroll	x	x							
Potassium Chloride	Leirskiferstabilisator	x	x							
Lime	pH kontroll	x	x	x	x	x	x			
Soda Ash	pH kontroll	x	x							
Base olje	Base olje			x	x	x		x		
Viskositetsmiddel	Viskositetsmiddel	x	x	x	x	x		x		
Emulgator	Emulgator			x	x	x		x		
CaCl ₂	Leirskiferstabilisator			x	x	x		x		
Filtertapskontroll	Filtertapskontroll	x	x	x	x	x		x		
Korrosjondemper	Korrosjondemper									x
Potassium Carbonate	pH Kontroll									x
KOH Liquid	pH Kontroll									x
Tung saltløsning Eirin	Base væske									x
Tung saltløsning Dagny	Base væske									x
MEG	Hydrat hemmer									x
Ammonium Bisulfite	Oksygen fjerner									x
Biosid	Biosid									x
Sodium bicarbonate	pH Kontroll									x
Oksygen fjerner	Oksygen fjerner									x
Sementer										
Sement	Sement	x	x	x	x	x	x			
Lettvekts sement	Sementblanding	x	x							
Styrkestabilisator	Styrkestabilisator			x	x	x		x		
Vekt materiale	Vekt materiale								x	
CaCl ₂ Brine	Akselerator	x								
Dispergeringsmiddel	Dispergeringsmiddel				x	x		x		
Retarder	Retarder		x	x	x	x		x		
Skumdemper	Skumdemper	x	x	x	x	x		x		
Vaskemiddel	Vaskemiddel				x			x		x

TS= Tunge saltløsninger, OBM=Oil Based Mud

Tabell 6-2 Foreløpig oversikt over estimert volum av kaks for en gjennomsnittlig oljebrønn på Dagny

Seksjon	Væskesystem			Lengde (m)	Estimert "Washout" (%)	Volum (m ³)	Tetthet kaks (sg)	Vekt kaks (Mt)
	System	Tetthet	Håndtering					
36"	WBM		Til sjøbunn	141	30	120	2,0	240
26"	WBM	1,10	Til overflate	1047	20	430	2,0	860
17 1/2"	OBM	1,40	Rensing på rigg	1871	10	319	2,3	734
12 1/4"	OBM	1,70	Rensing på rigg	1919	10	161	2,6	417
8 1/2"	OBM	1,45	Rensing på rigg	1322	3	50	2,6	130
Totalt til sjøbunn og havoverflate:						550		1100
Totalt rensset og sluppet til sjø:						530		1281

Tabell 6-3 Foreløpig oversikt over estimert volum av kaks for en gjennomsnittlig gassbrønn på Dagny

Seksjon	Væskesystem			Lengde (m)	Estimert "Washout" (%)	Volum (m ³)	Tetthet kaks (sg)	Vekt kaks (Mt)
	System	Tetthet	Håndtering					
36"	WBM		Til sjøbunn	141	30	120	2,0	240
26"	WBM	1,10	Til havoverflate	1047	20	430	2,0	860
17 ½"	OBM	1,40	Rensing på rigg	1824	10	311	2,3	715
12 ¼"	OBM	1,50	Rensing på rigg	1193	10	100	2,6	260
8 ½"	OBM	1,50	Rensing på rigg	161	3	6	2,6	16
Totalt til sjøbunn og havoverflate:						550		1100
Totalt renset og sluppet til sjø:						417		991

Tabell 6-4 Foreløpig oversikt over estimert volum av kaks for en gjennomsnittlig brønn på Eirin

Seksjon	Væskesystem			Lengde (m)	Estimert "Washout" (%)	Volum (m ³)	Tetthet kaks (sg)	Vekt kaks (Mt)
	System	Tetthet	Håndtering					
42"	WBM		Til sjøbunn	45	30	52	2,0	104
26"	WBM	1,10	Til havoverflate	856	20	352	2,0	704
17 ½"	OBM	1,48	Rensing på land	1920	10	328	2,3	754
12 ¼"	OBM	1,70	Rensing på land	1463	10	122	2,6	317
8 ½"	OBM	1,90	Rensing på land	461	3	17	2,6	45
Totalt til sjøbunn og havoverflate:						732		1562
Totalt renset og sluppet til sjø:						139		362

6.1.2 Klargjøring av rørledninger

Klargjøring av rørledningene før drift vil medføre utslipp av kjemikalier som skal hindre korrosjon og begroing, samt fargestoff som benyttes for søk etter lekkasjer under trykktesting. Kjemikaliene som er planlagt brukt er miljøklassifisert som gule (miljøakseptable) eller grønne (Plonor). Bruk av kjemikalier vil bli minimert og tilpasset rørledningene.

Det vil bli gjort nærmere rede for utslipp fra klargjøring av rørledningene i egen utslippssøknad som sendes til Klima- og forurensningsdirektoratet.

6.2 Oppstartsfase

Eventuelle utslipp til sjø i oppstartsfasen vil bli beskrevet i utslippssøknaden for drift av Dagny og Eirin som sendes til Klima- og forurensningsdirektoratet.

6.3 Driftsfase

6.3.1 Produsert vann

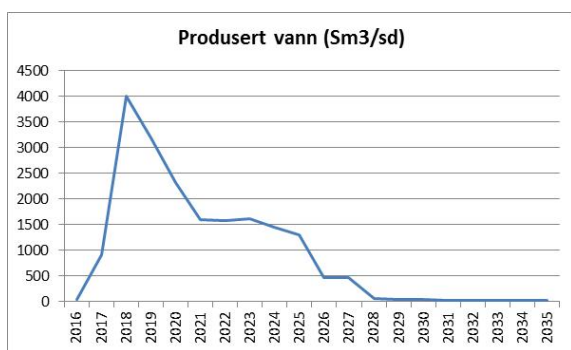
Produsert vann er formasjonsvann som har vært i kontakt med de geologiske formasjonene og som inneholder ulike uorganiske salter, tungmetaller og organiske stoffer, samt dispergert olje og kjemikaler som er tilsatt brønnen eller brønnstrømmen. På Dagny plattform separeres produsert vann fra brønnstrømmen og renses for olje før utslipp til sjø. For å fjerne mest mulig av hydrokarbonene er produsert vann planlagt renset i en tretrinns prosess:

1. Hydrosykloner som fjerner det meste av oljen
2. Avgasser for å ta ut flyktige hydrokarboner
3. Flotasjonsenhet for å ta ut ytterligere olje

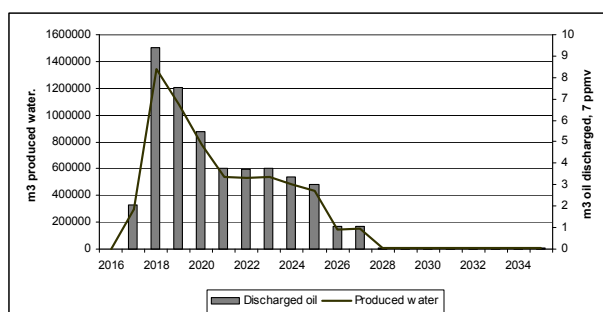
Norske myndigheter krever at oljeinnholdet i vann som slippes til sjø skal være så lavt som mulig, og ikke overstige 30 mg dispergert olje per liter vann (30 ppm). På Dagny er målet å designe systemet for å kunne redusere olje i vann-innholdet (OIW) ned til 7 ppm. Som følge av at svært få leverandører kan garantere et så lavt nivå, kan kravet bli justert til 10 ppm. Produsert vann og utslipp av dispergert olje vil følge oljeproduksjonen, det vil si at maksimalt utslippsnivå nås tidlig og at det deretter faller utover feltets levetid

Forventet mengde produsert vann fra Dagny- og Eirin-reservoarene er vist i Figur 6-1. Det er forventet svært lav vannproduksjon fra Eirin, i sum utgjør Eirin ca. 3 % av total estimert vannmengde.

Estimerte årlige utslipp av olje som følger produsert vann er vist i Figur 6-2.

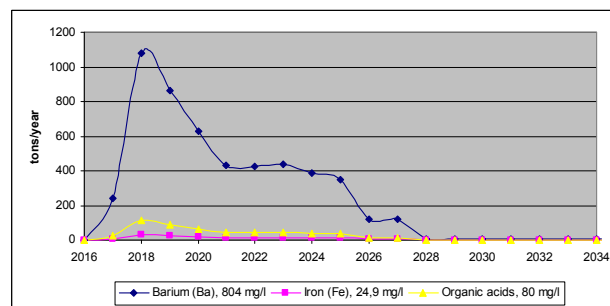


Figur 6-1 Forventet mengde produsert vann fra Dagny og Eirin oppgitt i m³ pr. dag



Figur 6-2 Forventet årlig utslipp av produsert vann og olje gitt rensing til 7 ppm OIW

Totalt utslipp av barium, jern og organiske syrer er estimert på bakgrunn av data fra brønn 15/5-7 AT2. Estimerte utslippsnivåer er vist i Figur 6-3.



Figur 6-3 Forventede årlige utslipp av barium, jern og organiske syrer i produsert vann

Formasjonsvann har et naturlig innhold av radioaktive komponenter. Dette vil følge vannet gjennom prosessering på plattformen og vil slippes til sjø sammen med produsert vann. Utslipp av radioaktive stoffer krever utslippstillatelse fra Statens strålevern.

6.3.2 Kjemikalier

Det vil være behov for flere ulike kjemikalier på Dagny og Eirin. Basert på miljøegenskapene deles kjemikalier inn i fire kategorier: grønn, gul, rød og svart. Kjemikalier i grønn og gul kategori har ikke iboende miljøfarlige egenskaper. Kjemikalier i rød og svart kategori er definert som miljøfarlige og bør/skal erstattes av andre mer miljøvennlige alternativ. Hvilke kjemikalier som vil bli brukt på plattformen er foreløpig ikke avgjort, men med unntak av mindre mengder kobber er det ikke planlagt utslipp av kjemikalier i rød eller svart kategori. En oversikt over planlagt brukte kjemikalier er vist i Tabell 6-5.

Tabell 6-5 Kjemikalier planlagt brukt på Dagny og Eirin

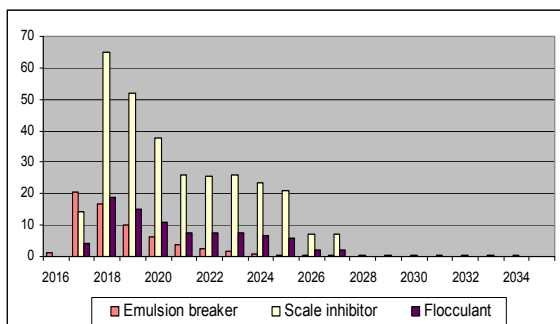
Kjemikalietype	Bruk	Konsentrasjon	Kategori
MEG	Brønnstrøm	Etter behov	Grønn
pH-MEG	Gasseksportør	Etter behov	Grønn
Emulsjonsbryter	I olje oppstrøms separator	50 ppm	Gul
Avleiringshemmer	I brønn og topside Dagny	50 ppm	Gul
Flokkulant	Produsert vann	15 ppm	Gul
Hypokloritt	Kjølevann	50 ppb	Gul
Kobber	Kjølevann	5ppb	Rød
Oksygenfjerner	Ferskvann		Grønn
Kontrollvæske	Bunnrammen	-	Gul
Pour point depressant*	Oljeeksport		Rød**

*Foreløpig er det ikke funnet noe kjemikalie som gir ønsket virkning. **Ikke planlagt sluppet til sjø.

Injiserte kjemikalier som følger vannfasen vil bli sluppet til sjø sammen med produsert vann. Andel som følger henholdsvis vannfasen og oljefasen av foreløpige antatte injeksjonskjemikalier er vist i Tabell 6-6. Estimerte mengder av emulsjonsbryter, avleiringshemmer og flokkulant som vil følge produsert vann til sjø er vist i Figur 6-4.

Tabell 6-6 Andel av injeksjonskjemikalier som følger vann- og oljefasen

Kjemikalie	Andel til vann	Andel til olje
Emulsjonsbryter	14 %	86 %
Avleiringshemmer	100 %	0 %
Flokkulant	96 %	4 %



Figur 6-4 Forventede utslipp av injeksjonskjemikalier

En nærmere beskrivelse av kjemikalier som er planlagt sluppet til sjø vil bli gitt i søknad om utslippstillatelse for drift av Dagny og Eirin som sendes til Klima- og forurensningsdirektoratet.

6.3.3 Produsert sand

Produsert sand vil bli skilt ut og transportert til land. Det er forventet lite produsert sand fra Dagny og Eirin.

6.3.4 Kjølevann

Det vil bli benyttet sjøvann som kjølemedium på plattformen. Sjøvannsinntaket ligger på -40 meter og distribueres til de ulike konsumentene på plattformen. Kjølevannet vil bli sluppet ut til sjø på -14 meter.

Kjølevannsbehovet er estimert til 2250 m³ per time. Temperaturen på utslippsvannet er ikke bestemt, men vil trolig ligge på rundt 50 °C. Årsaken til å velge en såpass høy temperatur på utslippsvannet er å unngå bruk av aktiv nedkjøling, som ville økt energiforbruket på plattformen. Det er utført simuleringer som viser at temperaturen på utslippsvannet ligger godt innenfor dagens utslippskrav, som er en maksimal økning av sjøvannstemperaturen på 3 °C målt 100 m fra utslippspunktet.

Det vil bli benyttet et kobber- og klor-system for å hindre begroing, og kjølevannet som slippes ut vil derfor inneholde spor av kobber og klor. Det vil trolig benyttes en doseringsrate på 5 ppb kobber og 50 ppb klor. Forventet innhold av kobber og klor i utslippsvannet vil ligge på henholdsvis 5 og 7,5 ppb. Årlige mengder kobber og klor i returkjølevann

er foreløpig beregnet til ca. 800 kg kobber og ca. 1200 kg klor.

6.3.5 Drenasjevann

Drenasjevann fra ikke-forurensede områder vil bli rutet direkte til sjø. Drenasjevann fra hydrokarbonholdige områder vil bli renset før utslipp til sjø. Planlagt rensemetode er kompakt flotasjon.

6.3.6 Sanitæravløpsvann

Sanitæravløpsvann vil bli sluppet til sjø ca. 11 m under overflaten. Årlig utslipp fra en besetning på 22 personer er beregnet til 1,8 millioner m³.

6.3.7 Kontrollvæske

Bunnrammen på Eirin vil ha et åpent kontrollsystem med utslipp av vannbasert kontrollvæske til sjø. Kontrollvæsken som er planlagt brukt er klassifisert som gul. Forventet årlig utslipp er 1 m³ per brønn.

6.3.8 Radioaktive komponenter

Når sjøvann, som inneholder mye sulfat blandes med formasjonsvann som inneholder barium, strontium eller kalsium, dannes det tungt løselige sulfatavleiringer. Radium reagerer kjemisk på samme måte som barium, og dette fører til at bariumsulfatavleiringer som dannes i rør og prosessutstyr (scale) inneholder radium. Avleiringene kalles lav-radioaktive avleiringer (LRA). For å hindre at slike avleiringer skaper problemer i form av tetting av blant annet ventiler og rørledninger, blir det benyttet kjemikalier som dels hindrer at avleiringer dannes, dels løser opp allerede dannede avleiringer.

6.3.9 Utslipp til sjø fra lagerskipet

Lagerskipet vil få utslipp til sjø fra:

- sanitæranlegg
- oljeholdig vann fra lastetankene (slop)
- drenasjevann fra dekk.

Sanitæravløpsvann er planlagt renset i et biologisk renseanlegg, og kun renset avløpsvann går ut til sjø. Slop fra lastetankene blir renset ned til et olje-i-vann-innhold på under 30 ppm før utslipp til sjø. Regnvann samles opp i akterdelen av skipet før utslipp til sjø. Det vil være mulighet for å pumpe om drenasjevann til sloptank dersom dette er forurenset med olje.

6.3.10 Utslipp til sjø Sleipner A

Siden vannet separeres vekk på Dagny plattform vil en innfasing av rikgass fra Dagny ikke ha noen signifikante virkninger på utslipp til sjø fra Sleipner A.

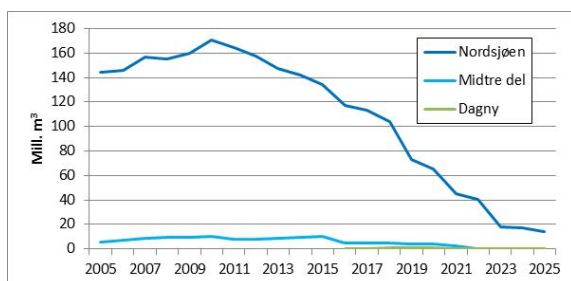
6.4 Fremtidige muligheter

Det er ikke forventet at IOR (f.eks. økt gassinjeksjon) skal gi noen vesentlig økning av utslipp til sjø. Ved eventuell innfasing av nye prospekter som inneholder olje, vil utslippsnivået på produsert vann falle mindre enn det som er lagt til grunn for profilen i kapittel 6.3.1. Det er ikke forventet at maksimumsnivået for produsert vann vil øke som følge av å ta inn nye oljeprodusenter.

6.5 Prognoser for utslipp til sjø

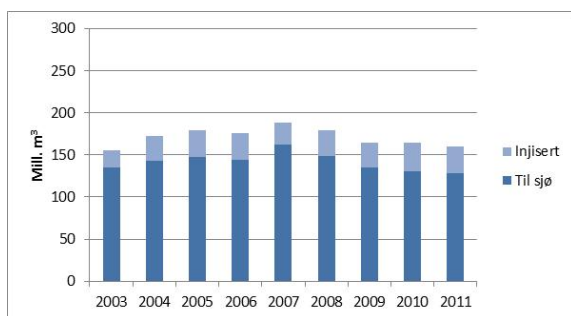
I forbindelse med siste oppdatering av regional konsekvensutredning for Nordsjøen ble det utarbeidet utslippsprognoser for produsert vann. Prognosene er basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006. Dagny og Eirin er kun inkludert som gassfelt disse prognosene.

Prognosene fra RKU-Nordsjøen for Nordsjøen totalt, samt midtre del hvor Dagny er lokalisert, er vist i Figur 6-5. Som det går frem av figuren utgjør Dagny en marginal andel av totalt forventet utslipp i Nordsjøen.

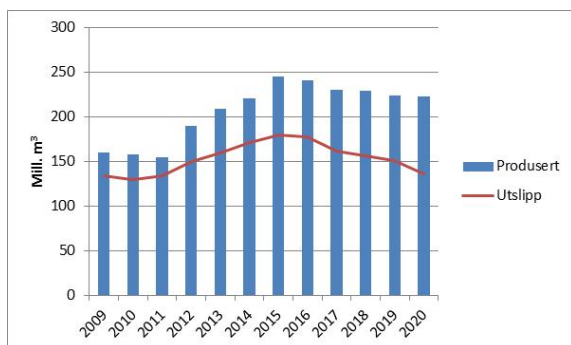


Figur 6-5 Prognoser for utslipp av produsert vann Nordsjøen og region Midtre (RKU-Nordsjøen 2006). Forventet vannproduksjon på Dagny er vist i grønt

Samlet utslipp av produsert vann på norsk sokkel nådde sin foreløpige topp rundt 2007 med ca. 162 millioner m³. I 2011 var utslippet sunket til 131 millioner m³, ref. Figur 6-6. Vannproduksjon og utslipp forventes i følge Oljedirektoratets prognoser å stige igjen frem mot 2015, for så å gå noe ned frem mot 2020, ref. Figur 6-7.



Figur 6-6 Utslipp og injeksjon av produsert vann på norsk sokkel



Figur 6-7 Prognose for produsert vann og utslipp av produsert vann på norsk sokkel. Kilde Fakta 2012

6.6 Konsekvenser av utslipp til sjø

Konsekvensene av utslipp fra boreaktivitet på Dagny og Eirin er i hovedsak knyttet til de effektene fysisk overdekning kan medføre for bunnlevende organismer. Dette er lokale effekter med maksimum utbredelse ca. 100 m fra brønnlokasjonen. Det forventes at påvirket havbunnsmiljø vil normaliseres i løpet av kort tid. Konsekvensene vurderes som små og forbigående.

Vannbasert borevæske regnes som lite skadelig, men kan medføre lokale effekter på plankton og bunndyr. Dette er organismer som er spredt over et stort havområde. Dyrelivet forventes derfor å ta seg opp hurtig etter endt eksponering. Oljebasert borevæske vil ikke slippes til sjø.

Klargjøring av rørledningene vil gi utslipp av kjemikalieholdig vann over en begrenset periode. Kjemikalieene som er planlagt brukt er lite miljøskadelige og utslippet vil raskt bli fortynnet utover fra utslippspunktet. Utslippet er vurdert til maksimum å kunne gi lokale effekter på dyrelivet over et meget begrenset tidsrom.

Det er gjennomført EIF-beregninger og vurderinger av miljørisiko for utslipp av produsert vann fra Dagny plattform (kap. 3.8.3). Ved et olje i vanninnhold på 10 ppm er det beregnet en maksimal EIF for Dagny på 10. Dette er en meget lav EIF-verdi, og det er vurdert at utslippene fra Dagny ikke vil utgjøre noen risiko for miljøet.

Utslipp av drenasjevann, kjølevann og sanitæravløpsvann er vurdert å ha minimale påvirkninger på miljøet. Det samme gjelder utslipp av kontrollvæske på Eirin bunnramme.

6.7 Utslppsreducerende tiltak

Tiltak for å begrense utslipp til sjø:

- Bruk av kjemikalier med liten miljøpåvirkning
- Tretrinns rensing av produsert vann
- Injeksjon, rensing eller transport til land for kaks fra boring med oljebasert borevæske

7 Akutte utslipp og oljevern

Utsiktete utslipp fra petroleumsvirksomheten kan forekomme blant annet som følge av:

- Utblåsninger fra feltinnretninger under boring og drift
- Lekkasje fra rør
- Lekkasje fra undervannsinstallasjoner
- Prosesslekkasje
- Lekkasje fra skytteltankere eller lasteoperasjoner

De største akuttutslippene er assosiert med utblåsninger under boring og drift. Dette er hendelser med svært lav sannsynlighet.

Konsekvensene av et utsiktet utslipp til sjø avhenger av faktorer som oljetype (olje, gass, kondensat), overflate- eller havbunnsutslipp, størrelse på utslippet, vind, strømretning og overlapp med sårbare naturressurser. Et akutt utslipp av gass er i hovedsak en sikkerhetstrussel og ikke en miljøtrussel siden effekter på marint miljø er kortvarige og lokale. Faren for dannelse av et oljeflak er størst ved overflateutblåsninger.

Miljøkonsekvensene ved et overflateutslipp er i hovedsak knyttet til påfølgende skader på sjøfugl, særlig dykkende arter, samt sel og områder som er definert som spesielt miljøfølsomme (SMO). I tillegg vil giftvirkninger av et oljesøl kunne medføre skader på organismer i vannsøylen, i hovedsak egg og larver. Potensialet for effekter på fiskeegg- og larver er imidlertid størst ved et havbunnsutslipp.

Det er utarbeidet en separat miljørisikoanalyse og en foreløpig beredskapsanalyse for akutte oljeutslipp (DNV 2012: "Miljørisikoanalyse for Dagny & Eirin", Statoil 2012: "Oppsummering av miljørisikoanalyse samt krav til beredskap mot akutt forurensning for utbygging og drift av Dagny og Eirin-feltet"). Disse rapportene er gjort tilgjengelige på Statoils hjemmeside: www.statoil.com/ku

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en full analyse. Den består av en sammenstilling av sannsynlighet for utslippshendelser og potensiell miljøskade relatert til disse. Oljedriftsmodeller gir innspill til beregning av skadeomfang på utvalgte

"Verdsatte Økologiske Komponenter" (VØKer) i influensområdet. En kort oppsummering av miljørisikoanalysen og beredskapsanalysen er presentert i App E. Hovedkonklusjonene fra rapportene er presentert i det følgende. For utfyllende informasjon vises det til hovedrapporten.

7.1 Konklusjon miljørisikoanalyse

Miljørisiko ved Dagny og Eirin er beregnet for et høyaktivitetsår, hvor det er antatt tre borer (oljebrønner), tre kompletteringer, tre brønnoverhaling, fem produserende oljebrønner, og tre produserende gassbrønner. Total utslippssannsynlighet i et høyaktivitetsår er beregnet til $9,0 \times 10^{-4}$, med en overflate-/sjøbunnsfordeling på 0,79/0,21.

Miljørisikoen forbundet med aktiviteten er beregnet til maksimalt 4,7 % av Statoils akseptkriterier. Miljørisikoen ligger således innenfor Statoils feltspesifikke akseptkriterier og godt under ALARP-nivå (50 % av akseptkriteriet) i alle fire sesonger.

Oljedriftsberegningene for utblåsninger er gjennomført for én lokasjon med posisjon 58° 34' 19,484" N, 01° 41' 48,436 " Ø og et havdyp på 116 m. Spredningsmodelleringer er gjennomført for overflate- og sjøbunnsutblåsninger fra feltet. Spredningsmodelleringer viser at ved et eventuelt storutslipp vil oljen spre seg hovedsakelig i sørøstlig retning. Det er mindre enn 10 % sannsynlighet for treff på land. Det er et begrenset område med THC-konsentrasjon i vannsøylen, og ingen overlapp mellom THC-konsentrasjon og tobisbestander.

7.2 Konsekvenser akutte utslipp

Det er sett på mulige konsekvenser ved en utblåsning fra feltet. Mindre utslippshendelser kan forekomme, men med en mye lavere konsekvens enn det som blir presentert under. Mulige konsekvenser for sjøfugl og marine pattedyr er beregnet som sannsynlighet for tap av en gitt bestandsandel ved en eventuell utblåsning på

Dagny/Eirin. Merk at en utblåsning har svært lav sannsynlighet, jf. kap. 7.1.

7.2.1 Sjøfugl – åpent hav

Det er ingen sannsynlighet for bestandstap over 30 % gitt en overflateutblåsning og ingen sannsynlighet for bestandstap over 20 % gitt en sjøbunnsutblåsning fra Dagny/Eirin. For både overflate- og sjøbunnsutblåsning er det havhest som har høyest sannsynlighet for bestandstap om våren, sommeren og høsten, mens alkekonng har høyest sannsynlighet om vinteren.

7.2.2 Sjøfugl – kystnær

Det er under 1 % sannsynlighet for bestandstap over 20 % gitt en overflateutblåsning, og under 2 % sannsynlighet for bestandstap over 10 % gitt en sjøbunnsutblåsning fra Dagny/Eirin. For både overflate- og sjøbunnsutblåsning er det stellerand som har høyest sannsynlighet for bestandstap om høsten, og svartand som har høyest sannsynlighet for bestandstap om vinteren. For en overflateutblåsning er det lomvi som har høyest sannsynlighet for bestandstap om våren og toppskarv om sommeren, mens for en sjøbunnsutblåsning er det stellerand og havhest som har høyest sannsynlighet for bestandstap om hhv. våren og sommeren.

7.2.3 Marine pattedyr

Det er ingen sannsynlighet for bestandstap over 20 % gitt en overflate- eller sjøbunnsutblåsning fra Dagny/Eirin. For både overflate- og sjøbunnsutblåsning er det havert som har høyest sannsynlighet for bestandstap hele året.

7.2.4 Strandhabitat

Mulige konsekvenser for strandhabitat er beregnet i form av treffsannsynlighet av olje gitt en utblåsning fra Dagny/Eirin presentert som andel av de feltspesifikke akseptkriteriene. Risikoen for stranding er veldig lav, og er maksimalt 0,06 % av akseptkriteriet for moderat skade om våren og

sommeren, og maksimalt 0,04 % av akseptkriteriet for moderat skade om høsten og vinteren.

7.2.5 Akvakultur

Akvakultur er en betydelig næring langs vestlandskysten. Eventuelle konflikter med utbygging og drift av Dagny og Eirin er knyttet til akutte utslipp av olje, medfølgende giftvirkninger og stress for oppdrettsorganismer. Enkelte bestanddeler av hydrokarboner kan akkumuleres i fettvevet på fisk, og medføre redusert kondisjon eller smakssetting. Oljeforurensning av et område med akvakulturanlegg kan også medføre økonomiske tap for næringen uten direkte påvirkning, gjennom negativt omdømme. Dersom selve anlegget rammes vil dette også medføre tap i form av tid og kostnader i forbindelse med utskifting og rensing av utstyr.

Oljevernberedskap vil være det viktigste avbøtende tiltaket dersom det skulle oppstå større utslipp av olje. Sannsynligheten for at oljen vil nå et område med akvakulturvirksomhet er svært liten, jf. App E.

En nærmere beskrivelse av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og mulige konsekvenser for oppdrettsanleggene er gitt i RKU-Nordsjøen kapittel 10.5.2 "Konsekvenser for oppdrettsvirksomhet" og i RKU underlagsrapport "Oppdatering av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen 2006 – Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen".

7.3 Beredskapsanalyse

Statoils krav til oljevernberedskap for utbyggingen av Dagny og Eirin er satt ut fra to delprosesser. For barriere 1 og 2, oppsamling nær kilden og på åpent hav, er det beregnet et behov for antall NOFO-systemer basert på vektet rate og forventet oljetype. Kravene til responstid er satt til best oppnåelig responstid til borelokasjonen. Dette er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOFOs planverk. For barriere 3 og 4, oppsamling i kyst- og strandsoner, er det satt krav til mobilisering etter behov og i henhold til NOFOs planverk for produserende felt i området.

Foreløpig konklusjon for beredskapsanalysen er et behov på 11 NOFO-systemer (oljevernssystem for bruk i åpen sjø) i barriere 1 og 2, med responstid fem timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 41 timer.

7.4 Videre arbeid

I tiden frem mot borestart er beredskapsplanlegging en kontinuerlig prosess. Beredskapsplanene vil være "levende" dokumenter, slik at viktig erfaring og kunnskap kan inkluderes for å sikre best mulig beredskap. Dagny og Eirin vil bli inkludert i NOFOs planverk. Eventuelle endringer i planverket som har innvirkning på responstid, vil bli implementert i endelige planer for produksjonsboring og driftsfase.

Analysen for produksjonsboring og drift på Dagny er basert på forvitringsegenskapene til Norne blend-oljen. Etter produksjonsoppstart vil det bli tatt prøver av Dagny-oljen, og denne vil deretter analyseres for å fastsette oljens forvitringsegenskaper. Basert på oljens forvitringsegenskaper skal det gjøres en vurdering av hvorvidt Dagny er forskjellig fra Norne blend i en slik grad at analyseresultatene påvirkes.

8 Arealbeslag og fysiske inngrep

8.1 Konsekvenser for fiskeriene

Det vil bli etablert sikkerhetssoner rundt plattformen og lagerskipet. Sikkerhetssonene skal sørge for at fiskerivirksomhet, ordinær skipsfart og annen aktivitet ikke kommer i nærkontakt med installasjonene. Horisontalt strekker sonen seg 500 meter ut fra innretningens ytterpunkter, der denne til enhver tid befinner seg. Sikkerhetssonen rundt plattformen vil ligge fast, mens sonen rundt lagerskipet vil variere noe i størrelse og utstrekning avhengig av skipets plassering mot vær og vind. I sum vil sikkerhetssonene rundt plattformen og lagerskipet utgjøre i underkant av 3 km². Alle undervannsinstallasjoner vil bli designet for overtrålbarehet.

På norsk sokkel beslaglegger sikkerhetssoner i størrelsesorden 100 km² (ca. 0,015 %) av i alt 675 571 km² som er åpnet for petroleumsvirksomhet (pr. 2006). Området som går tapt for fiske kan imidlertid være større som følge av ankerbelte omkring installasjoner, strømforhold mv. Virkningen av arealbeslag avhenger også sterkt av sikkerhetssonenes plassering i forhold til viktige fiskefelt. (DNV 2011).

En rørledning er ikke til hinder for fiske med konvensjonelle redskaper som garn og line eller fiske med ringnot og flytetrål etter at leggearbeidet er avsluttet (petroleumsloven 1996). Det er bare fiske med bunnredskaper som trål og snurrevad som kan påvirkes av rørledninger på sjøbunnen. Det foregår lite fiske med snurrevad omkring rørledninger på norsk sokkel, og det er ikke rapportert om vesentlige problemer knyttet til fiske ved disse.

Eksportørledningene blir som hovedregel lagt direkte på sjøbunnen. På enkelte strekninger vil det være steinfyllinger for å understøtte eller stabilisere rørledningen. Det samme gjelder ved kryssing av andre rørledninger. Det foreligger ikke noe entydig materiale mht. virkninger av steinfyllinger. Steinfyllinger synes ikke å forårsake nevneverdige ulemper for konsumtrålfiske med større trålere. For

fiske med mindre trålere er det gjennomført flere overtrålingsforsøk som i varierende grad viser problemer knyttet til overtråling. Problemene synes særlig knyttet til type stein (størrelse mv.) og fyllingens helningsvinkel. Årsaken til at større konsumtrålere ikke opplever problemer er at disse fartøyene bruker grovere trålutstyr enn de mindre industri- og reke-trålere i Nordsjøen (OED, 2006).

Området rundt Dagny, Eirin og Sleipner er meget flatt med liten terrenghelning. Rørledningene vil derfor bli installert uten frie spenn. I områder der det drives trålfiske, medfører frie spenn en risiko for fastkjøring av tråldører.

I utbyggingsfasen vil det være større aktivitet på feltet enn når feltet har blitt satt i drift. Aktiviteter som rørlegging og steindumping vil utgjøre et midlertidig arealbeslag for fiskeriene. Ankermerker som brukes ved oppankring av borefartøyer kan forårsake fastkjøring av fiskeredskaper, særlig trål. Det kan ta noe tid før bunnforholdene er tilbake i sin naturlige tilstand etter rørleggingsvirksomhet med oppankrede fartøyer. Fartøy med dynamisk posisjonering gir ikke ankermerker.

Resultatene fra satellittsporingene viser at den planlagte utbyggingen vil skje i et område med lite fiskeriaktivitet. Siden bunninstallasjoner og rørledninger skal være overtrålbare, forventes det ikke at drift av Dagny og Eirin vil medføre spesielle ulemper for norsk fiskeriaktivitet.

8.2 Konsekvenser for korallrev og andre sårbare habitat

Det er ikke forekomster av korallrev eller andre sårbare habitat i utbyggingsområdet.

8.3 Konsekvenser for kulturminner

Utviklingen av Dagny og Eirin gir et begrenset arealbeslag, og sjøbunnen i området er godt kartlagt uten funn av kulturminner. Det er derfor ikke ventet noen konflikter med marine kulturminner. Dersom videre havbunnsundersøkelser skulle medføre funn, vil kulturminneforvaltningen bli kontaktet.

8.4 Konsekvenser for skipstrafikk

Dagny plattform og lagerskip, med tilhørende skipstrafikk, kan komme i konflikt med eksisterende skipstrafikk i området. Skipstrafikken er størst i hovedleden langs kysten, men det er også en del trafikk til og fra offshorefeltene, samt lastetraffikk og tankskip som krysser regionen.

Dagny ligger innenfor en eksisterende skipsled som har lav til middels skipstrafikk. I gjennomsnitt passerer ca. 900 fartøy per år innenfor en radius på 10 nautiske mil fra lokasjonen til Dagny plattform.

Konsekvenser for miljø er knyttet til eventuelle kollisjoner som fører til utslipp enten fra installasjonen eller skipet. Avhengig av utslippets størrelse, type, lokalisering og årstid, kan omfang og konsekvenser bli betydelige (jf. kap. 7).

Det er svært lav sannsynlighet for kollisjoner med skip. Både design- og operasjonelle tiltak er implementert for å unngå kollisjon og minske konsekvensene ved eventuelle sammenstøt. En nærmere beskrivelse vil bli gitt i beredskapsplanen for Dagny og Eirin.

9 Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetning

Utbyggingen av Dagny og Eirin vil påvirke samfunnsøkonomiske forhold i Norge på ulike måter. Inntektene av utbyggingen vil bidra til å øke den norske stats inntekter i form av skatt, inkludert avgifter knyttet til utslipp av CO₂. Aktivitetene vil medføre generering av oppgaver for norsk leveranseindustri, noe som vil gi både inntekter og økt sysselsetting.

Analysene av samfunnsmessige virkninger av utbygging og drift er basert på investeringstall og forutsetninger slik de forelå ved beslutning om videreføring av prosjektet i desember 2011.

Ved vurdering av nasjonale leveranser og sysselsettingsvirkninger er det lagt til grunn forutsetninger om:

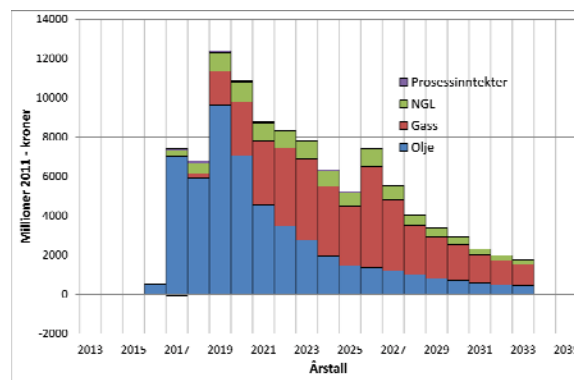
- Dollarkurs
- Framtidige salgspriser for olje og gass
- Forventede norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveranser i investerings- og driftsfase

Det understrekes at både produksjonsprofil og priser er usikre, og at det vil kunne forekomme endringer i disse forutsetningene. Det endelige bildet kan derfor avvike fra det som er vist under.

En grundig gjennomgang av virkninger for det norske samfunnet er gitt i underlagsrapporten "Utbygging og drift av Dagny og Eirin, samfunnsmessige virkninger".

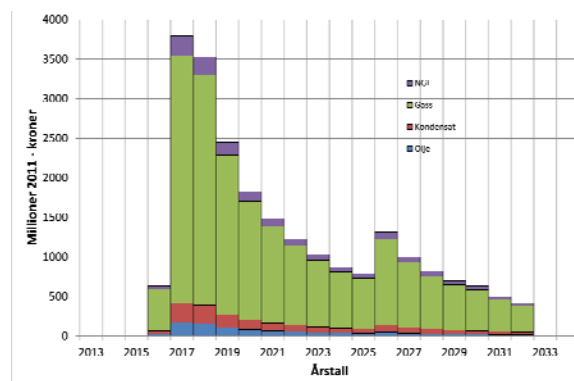
9.1 Samfunnsmessig lønnsomhet for Dagny og Eirin

Samlet inntekt av produksjonen på Dagny er beregnet til om lag 104 milliarder 2011-kr over 18 år, fordelt med 51 milliarder kr på olje, 41 milliarder kr på gass og 11 milliarder 2011-kr på NGL. I tillegg kommer prosessinntekter fra Eirin med ca.1 milliard 2011-kr. Se Figur 9-1.



Figur 9-1 Inntekter fra produksjonen på Dagny fordelt over tid i millioner 2011-kr

Samlet produksjonsinntekt fra Eirin er beregnet til vel 23 milliarder 2011-kr, fordelt med nær 1 milliard kr på olje, vel 20 milliarder kr på gass og nær 2 milliarder 2011-kr på NGL. Se Figur 9-2.



Figur 9-2 Inntekter fra produksjonen på Eirin fordelt over tid i millioner 2011-kr

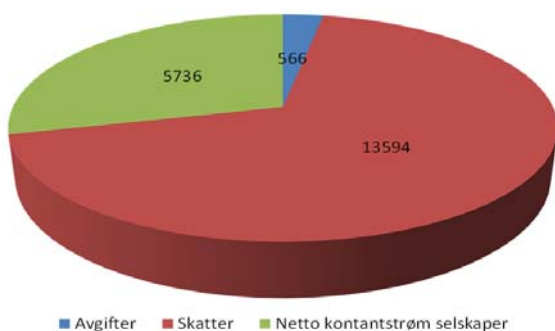
Samlede kostnader til investering og drift av Dagny er beregnet til om lag 62 milliarder 2011-kr. Av dette er nær 26 milliarder kr investeringskostnader, vel 13 milliarder kr er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør, vel 16 milliarder er tariff- og prosesseringskostnader, nær 4 milliarder kr er kostnader til fjerning av installasjonene, mens resten, nær 3 milliarder 2011-kr, er Dagnys andel av kostnadene for å opprettholde drift på Sleipner A utover plattformens normale driftsperiode.

Samlede kostnader ved produksjonen av Eirin er beregnet til vel 8 milliarder 2011-kr, i hovedsak tariff- og prosesseringskostnader.

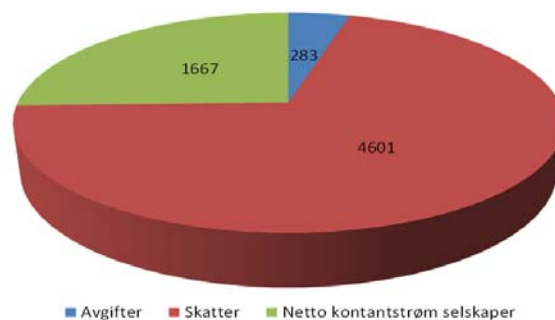
Trekker man kostnadene fra inntektene år for år i hele perioden, framkommer en netto kontantstrøm fra prosjektet. Til sammen er denne beregnet til nær 43 milliarder 2011-kr i perioden 2013-2035 for Dagny og vel 11 milliarder 2011-kr for Eirin. Også etter at alle kostnader er trukket fra, er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å bygge ut Dagny og Eirin.

Den samfunnsmessige lønnsomheten av et investeringsprosjekt uttrykkes gjerne i form av en nåverdidibetraktning, der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet neddiskonteres til beslutningstidspunktet og sammenliknes. For beregning av nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, benyttes en samfunnsmessig kalkulasjonsrente på 6 %. Dersom nåverdien ved en slik diskonteringsrente er positivt, er investeringsprosjektet samfunnsmessig lønnsomt og bør gjennomføres.

For Dagny er nåverdien ved 6 % kalkulasjonsrente beregnet til nær 20 milliarder 2011-kr. Denne fordeler seg med vel 70 % på staten i form av skatter og avgifter, mens nær 30 % tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet, ref. Figur 9-3. Etter vanlige kriterier er dermed utbygging av Dagny helt klart samfunnsmessig lønnsomt. Det samme gjelder for Eirin, som har en beregnet samfunnsmessig nåverdi på nær 7 milliarder 2011-kr, hvorav 74 % tilfaller staten, og resten de oljeselskapene som deltar i prosjektet, ref. Figur 9-4.



Figur 9-3 Fordeling av nåverdi av netto kontantstrøm fra Dagny på mottakere i millioner 2011-kr

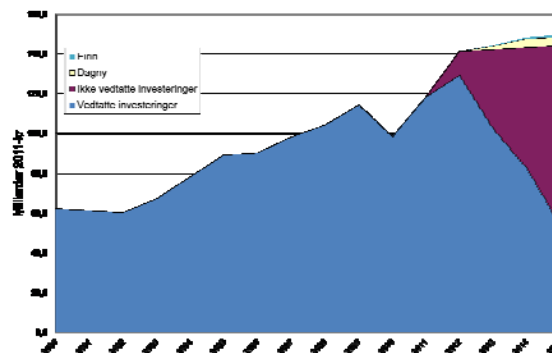


Figur 9-4 Fordeling av nåverdi av netto kontantstrøm fra Eirin på mottakere i millioner 2011-kr

9.2 Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Av hensyn til norsk offshore-rettet næringsliv ønsker norske myndigheter å holde investeringsnivået på kontinentalsokkelen så jevnt som mulig. Investeringsnivået har de senere årene vært økende, fra 98 milliarder 2011-kr i 2010, til 118 milliarder kr i 2011 og ventes i år å komme opp i nær 130 milliarder 2011-kr. I de nærmeste årene ventes investeringsnivået å øke ytterligere til rundt 140 milliarder 2011-kr pr år, ref. Figur 9-5. Dette kan komme til å presse kapasiteten betydelig i flere offshore-rettete næringer, selv om denne kapasiteten er økende og ganske fleksibel.

Investeringene i Dagny og Eirin er på over 16 milliarder 2011-kr i perioden 2013-2015, men hever likevel bare investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet med 3-4 % i denne perioden.



Figur 9-5 Investeringer på norsk sokkel i milliarder 2011-kr

9.3 Vare- og tjenesteleveranser til Dagny og Eirin

Med utgangspunkt i erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel, er det gjort vurderinger av norsk næringslivs muligheter til å delta med vare- og tjenesteleveranser til Dagny og Eirin i investeringsfasen og i driftsfasen. Det er særlig norsk verdiskapning i disse leveransene en er interessert i å beregne, fordi det er verdiskapningen som gir sysselsettingseffekter i det norske samfunn.

I investeringsfasen viser beregningene en forventet verdiskapning i norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Dagny på nær 16 milliarder 2011-kr, eller rundt 55 % av totalinvesteringen, i hovedsak fordelt over sju år i perioden 2013-2019. For Eirin viser tilsvarende beregninger en forventet verdiskapning i norske vare- og tjenesteleveranser på ca. 2,8 milliarder 2011-kr, eller nær 68 % av utbyggingskostnadene.

I driftsfasen ventes det meste av verdiskapningen i leveransene til Dagny og Eirin å tilfalle norsk næringsliv. Bare noen reservedeler og en del vedlikeholdstjenester mv. kjøpes inn i utlandet. Samlet ventes en norsk verdiskapning til drift av Dagny i et normalår på nær 750 millioner 2011-kr. Dette gir en norsk andel av driftsleveransene på rundt 74 %.

10 Referanser

Acona CMG, 2009. Gudrun – Sigrun. Fiskerimessige virkninger. Underlagsrapport for Gudrun konsekvensutredning.

Agenda Kaupang, 2012. Utbygging og drift av Dagny og Eirin, samfunnmessige virkninger. Rapportnr. 7658.

Aibel, 2012. Waste management plan. Dagny FEED study. C123-FA-STB-0002.

DNV, 2011. Rapport for Oljedirektoratet. Forvaltningsplan Nordsjøen og Skagerrak – Konsekvenser for fiskeri- og havbruksnæring.

DNV, 2012: " Miljørisikoanalyse for Dagny & Eirin feltet i PL029 i Nordsjøen". Rapportnr.: 2012-0682

Econ Pöyry, 2011. CO₂-emissions effect of electrification. Rapportnr. R-2011-041.

Fauchald, P., 2011. Sjøfugl i åpent hav. Utbredelsen av sjøfugl i norske og tilgrensende havområder. NINA rapport 786.

Klif, 2010. Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak: Arealrapport. TA-nr. 2681/2010.

OD/OED, 2012. Fakta 2012, norsk petroleumsvirksomhet.

OED, 2006. Sameksistens mellom fiskerinæringen og oljevirksomheten i området Lofoten – Barentshavet innenfor rammen av en bærekraftig utvikling.

OED, 2010. Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD).

OLF, 2012. Miljørapport 2012. <http://reports.olf.no/>

Postmyr, E. og Ottersen, G. (red.). 2012. Sårbarhet for særlig verdifulle områder ved petroleumsvirksomhet, skipstrafikk, fiskeri, land- og kystbasert aktivitet og langtransportert forurensning. Utgitt av Klif. TA-nummer 2858/2011

Statoil (2011) Environmental Impact Factor (EIF) simulations related to Dagny field. Statoil internrapport.

Statoil, 2012. Oppsummering av miljørisikoanalyse samt krav til beredskap mot akutt forurensning for utbygging og drift av Dagny og Eirin-feltet.

Aaserød m.fl. (2009). Utbygging av Gudrun og Sigrun - Fiskerimessige virkninger"

App A Fastsatt utredningsprogram

Utredningsaktivitetene beskrevet nedenfor er hentet fra kapittel 7 i Forslag til program for konsekvensutredning fra januar 2012, samt uttalelsene fra høringsinstansene.

Innholdet i konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen for Dagny og Eirin skal baseres på vedtatt utredningsprogram, og vil inneholde en omtale av alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert, samt begrunne valg av utbyggingsløsning. Det vil bli gjort rede for de valg som er gjort med hensyn til teknisk gjennomførbarhet, sikkerhet, økonomi og miljøvirkninger, inkludert konsekvenser for fiskeri og annen næring. De samfunnsøkonomiske konsekvensene vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen vil også gi en utfyllende beskrivelse av den utbyggings- og transportløsning som er valgt, og utrede hvilke konsekvenser denne har for miljø og samfunn. Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets nullskadefilosofi og myndighetenes rammebetingelser vil bli nærmere dokumentert.

Det vil bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende lovgivning. Planer for avvikling og beredskap vil bli kort beskrevet.

Det vil bli gitt en kort oppsummering av innkomne høringsuttalelser, samt operatørens kommentarer til disse.

Utredningsaktiviteter

Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet

Punktet anses å være dekket av RKU Nordsjøen. Konsekvensutredningen vil bli supplert med en oppdatering av informasjon om fiskeriaktiviteten i det aktuelle området. Der det er relevant vil oppdatert informasjon bli innhentet fra arbeidet med Forvaltningsplanen for Nordsjøen.

Utslipp til luft

I konsekvensutredningen vil energibehov og utslipp til luft beregnes og fordeles på de ulike utslippskilder. Aktuelle tiltak for å redusere utslipp til luft vil bli beskrevet, og det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Utslippene knyttet til utbygging og drift av Dagny og Eirin vil bli sammenliknet med utslippene fra:

- Nordsjøen Midtre og Nordsjøen totalt
- Samlede utslipp fra norsk sokkel
- Nasjonale utslipp.

Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft anses å være dekket av RKU Nordsjøen og vil ikke bli videre utredet.

Regulære utslipp til sjø

I konsekvensutredningen vil det bli gitt en beskrivelse av forventede utslipp fordelt på de ulike operasjonene med mengdefordeling på hovedtyper av kjemikalier.

Boring og brønnoperasjoner

Det vil bli gitt en oversikt over type og mengde boreslam, mengde borekaks og disponering av dette, samt en oversikt over hvilke kjemikalier som skal benyttes i forbindelse med boring og komplettering av brønner.

Klargjøring av rørledninger

Utslipp av kjemikalier i forbindelse med klargjøring av rørledninger vil bli beskrevet. Dette inkluderer kjemikalier som skal brukes for å hindre korrosjon og begroing, og fargestoffer som skal brukes i forbindelse med trykktesting og lekkasjesøk.

Produsert vann

Mengder av produsert vann og forventede komponenter i vannet vil bli beskrevet. EIF-vurderinger av utslipp til sjø vil bli presentert.

Åpent avløp

Kort beskrivelse, Ikke kontinuerlig utslipp, lave mengder, renses før utslipp til sjø.

Andre regulære utslipp

Andre utslipp som sanitæravløpsvann, kjølevann og fortrenningsvann antas ikke å medføre nevneverdige konsekvenser. Utslippene vil imidlertid bli kort beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen vil synliggjøre operatørens nullutslippsstrategi, og hvordan denne planlegges implementert i prosjektet. I den forbindelse vil det bli fokusert på:

- Bruk av borevæske
- Opprensning/brønntesting
- Produksjonskjemikalier
- Hydraulikkvæske
- Håndtering av produsert vann

Gjennomførte overvåkningsprogrammer i området vil beskrives.

Det vil bli redegjort for BAT-vurderingene som er lagt til grunn sammen med aktuelle tiltak for å begrense utslipp til sjø.

Akutte utslipp til sjø

Konsekvensutredningen vil beskrive sannsynligheten for akutte utslipp av olje og kondensat knyttet til bore- og driftsfasen. Det vil bli gjennomført oljedriftsberegninger og miljørisikoanalyse inkludert oljevernberedskap. Resultatene vil gjengis i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredning for akutte utslipp vil bli basert på følgende elementer:

- Konsekvensbeskrivelser for akutte utslipp
- Konsekvensbeskrivelsene suppleres med resultater fra RKU Nordsjøen
- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området og kapasitet i forhold til Dagny og Eirin (NOFOs regionale planverk)

Konsekvenser ved arealbeslag og fysiske inngrep

Konsekvenser for fiskeri og akvakultur

Eventuelle konsekvenser for fiskerier knyttet til bore- og anleggsfasen, og mulige tiltak for å redusere eventuelle skadevirkninger vil bli vurdert med utgangspunkt i RKU Nordsjøen (2006) og oppdaterte sporingsdata.

I tillegg vil konsekvenser knyttet til tilstedeværelse av infrastruktur (bunramme, rørledninger, FSU) vurderes.

Følgende punkt anses dekket av RKU Nordsjøen:

- Beskrivelse av fiskeressursene og akvakultur i influensområdet
- Beskrivelse av fiskeriaktivitet i området (det vil likevel bli innhentet oppdaterte sporingsdata)
- Generell omtale av konsekvenser av arealbeslag og akuttutslipp

Konsekvenser for koraller og sårbare habitat

Det vil bli gjort en vurdering av potensialet for å berøre koraller og sårbare habitat i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap.

Konsekvenser for kulturminner

Undersøkelsesplikten etter § 10-1 i petroleumsloven vil bli oppfylt gjennom havbunns- og trasékartlegginger. Dette vil bli skissert i konsekvensutredningen.

Samfunnsmessige konsekvenser

Konsekvensutredningen vil inneholde beregninger og analyser av:

- Forventede nasjonale vare- og tjenesteleveranser i utbyggings- og driftsfase
- Arbeidskraftbehov og nasjonale sysselsettingseffekter i utbyggings- og driftsfase
- Samfunnsmessig lønnsomhet

Sysselsettingseffekter og muligheter for vare- og tjenesteleveranser vil bli basert på hva en kan forvente på grunnlag av tidligere erfaringer.

Alle kontraktstildelinger knyttet til konkrete prosjekter skjer i henhold til EUs konkurranseregler, og tildeling er basert på en teknisk- og kommersiell vurdering. HMS inngår som en viktig del av den tekniske vurderingen.

Miljøovervåking

Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse og vurdering av resultatene fra den regionale og lokale miljøovervåkingen. RKU Nordsjøen vil bli benyttet som grunnlag sammen med resultater fra senere års tokt.

Konsekvensutredningen vil også vurdere i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåking.

**DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT**

MOTT. 28.06.2012

Statoil Petroleum AS
Forusbeen 50
4035 STAVANGER

Deres ref.

Vår ref.
12/35 -Dato
25.6.2012**Fastsettelse av program for konsekvensutredning - Dagny og Eirin**

Det vises til forslag til utredningsprogram for Dagny og Eirin fra Statoil Petroleum AS (Statoil) som ble sendt på offentlig høring 13. januar 2012. Det vises videre til innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram, samt Statoils kommentarer til disse som ble oversendt departementet 6. juni 2012.

I medhold av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr. 653 § 22 tredje ledd fastsetter Olje- og energidepartementet med dette at utredningsprogrammet for Dagny og Eirin skal bygge på det fremlagte forslag til utredningsprogram og innkomne høringsuttalelser med kommentarer. Det forutsettes at Statoil i det videre konsekvensutredningsarbeidet tar hensyn til de innkomne høringsuttalelsene slik det fremgår av vedlegget.

Med hilsen


Julie Wedege (e.f.)
underdirektør



Kristian Røraas
rådgiver

Vedlegg: Oppsummering av høringsuttalelser til utredningsprogrammet med operatørens kommentarer.

Kopi: Oljedirektoratet

Postadresse	Kontoradresse	Olje- og gassavdelingen	Saksbehandler
Postboks 8148 Dep	Einar Gerhardsens plass		Kristian Røraas
0033 Oslo	1		46287
http://www.oed.dep.no/	postmottak@oed.dep.no	Sentral: 22 24 90 90	Org. nr. 977 161 630

App B Oppsummering av høringsuttalelser

Forslag til program for konsekvensutredning ble sendt ut 13. januar 2012 til i alt 26 høringsparter. Av disse kom det inn uttalelse fra 14 instanser. Høringsfristen var satt til 9 uker med 19. mars 2012 som frist for innsending av kommentarer. To instanser ba om utsettelse av fristen, og fikk aksept for dette. Tabellen under gir en oversikt over instanser som har fått forslag til program for konsekvensutredning til høring og hvilke av disse som har avgitt uttalelse til dette.

En oppsummering av uttalelsene til den enkelte instans samt operatørens kommentarer til disse er gitt i det følgende.

Nr.	Høringsinstans	Uttalelse datert
1	Arbeids- og velferdsdirektoratet	9.2.2012
2	Norges Fiskarlag	5.3.2012
3	Miljøstiftelsen Bellona	12.3.2012
4	Statens strålevern	14.3.2012
5	Direktoratet for naturforvaltning	14.3.2012
6	Arbeidsdepartementet	15.3.2012
7	Fylkesmannen i Rogaland	16.3.2012
8	Klima- og forurensningsdirektoratet	16.3.2012
9	Havforskningsinstituttet	19.3.2012
10	Forsvarsdepartementet (Forsvarsbygg)	19.3.2012
11	Industri Energi	20.3.2012
12	Miljøverndepartementet	22.3.2012
13	Fiskeridirektoratet	28.3.2012
14	Petroleumstilsynet (<i>via Arbeidsdep.</i>)	
15	Kystverket	
16	Oljedirektoratet	
17	Riksantikvaren	
18	Fiskeri- og kystdepartementet	
19	Fylkesmannen i Hordaland	
20	Hordaland Fylkeskommune	
21	Rogaland Fylkeskommune	
22	Norges Naturvernforbund	
23	Natur og ungdom	
24	Norsk institutt for by og regionsforskning	
25	Norges Miljøvernforbund	
26	Zero	

1. Arbeids- og velferdsdirektoratet

Arbeids- og velferdsdirektoratet har gjort seg kjent med hovedinnholdet i programmet. De har ingen merknader til det fremlagte forslaget.

2. Norges Fiskarlag

- a. Fiskarlaget forventer at utslipp til sjø minimaliseres ned mot null.
- b. Fiskarlaget vil at det i tillegg til oppdaterte sporingsdata blir gitt en større beskrivelse av hvilket arealbeslag Dagny og Eirin vil medføre, og at dette settes inn i en større sammenheng med allerede eksisterende installasjoner for å vise hvor stor del av et tidligere fiskeriområde som blir utilgjengelig for den norske flåten.

Operatørens svar

- a. Operatøren vil arbeide for å minimalisere skadelige utslipp til sjø.
- b. Arealbeslag forårsaket av Dagny og Eirin vil bli beskrevet i KU.

3. Bellona

Bellona mener at Dagny må elektrifiseres fra dag én, og at tiltaket må finne sted i sammenheng med områdeelektrifisering av Utsirahøyden.

Operatørens svar

En utredning av mulighetene for å elektrifisere området rundt Utsirahøyden pågår. Dagny er en del av dette samarbeidsprosjektet som innbefatter prosjektene Johan Sverdrup, Draupne, Edvard Grieg og Dagny. Elektrifiseringsprosjektet har planlagt å ta valg om videreføring og investeringsbeslutning våren 2013. Frem til elektrifiseringsprosjektet har tatt sin beslutning vil Dagny planlegge med to ulike kraftkonsept – med og uten kraft fra land.

Dersom elektrifiseringsprosjektet ikke blir gjennomført eller det blir utsatt i tid, vil Dagny måtte starte opp i 2016 med lokal kraftgenerering på plattformen. Dagny vil likevel bli designet med elektriske drivere, slik at en eventuell fremtidig elektrifisering av plattformen er mulig. Operatøren vil redegjøre for tekniske og økonomiske konsekvenser av en fremtidig konvertering fra drift basert på gassturbiner til drift basert på import av elektrisk kraft.

4. Statens strålevern

- a. Utslipp av radioaktive stoffer
 - 1) Utslipp av radioaktive stoffer skal reduseres så langt som mulig.
 - 2) Et utredningsprogram som koordineres av Oljeindustriens landsforening skal kartlegge mulige renseteknologier for reduksjon av radioaktive stoffer i produsert vann. Dette arbeidet vil være nyttig for konsekvensutredningen. Statoil bør også vurdere om det er mulig å injisere produsert vann for å redusere utslipp av radioaktive stoffer til sjø.
- b. Håndtering og utslipp av radioaktive stoffer
 - 1) Statoil må i god tid før oppstart søke Statens strålevern om tillatelse etter forurensningslovgivningen for utslipp av radioaktive stoffer.
 - 2) Utslipp av radioaktive sporstoff i forbindelse med tracerundersøkelser må også ha tillatelse.
 - 3) Statoil ASA må også vurdere behovet for godkjenning etter strålevernlovgivningen. All stråleeksponering skal holdes så lav som praktisk mulig, og dosegrensene i strålevernforskriften skal ikke overskrides.

Operatørens svar

- a. Utslipp av radioaktive stoffer
 - 1) Operatøren vil søke å redusere utslipp av radioaktive stoffer innenfor det som er praktisk mulig. For øvrig er det ikke forventet nevneverdige utslipp av radioaktive stoffer fra Dagny og Eirin.
 - 2) Mulighet for injeksjon av produsert vann er vurdert. En redegjørelse for valg av produsert vannløsning vil bli presentert i KU.

Håndtering og utslipp av radioaktive stoffer

- 1) Operatøren vil utarbeide utslippssøknad for radioaktive stoffer før oppstart.
- 2) Operatøren tar opplysningen til etterretning.
- 3) Behov for godkjenning etter strålevernlovgivningen vil bli vurdert.

5. Direktoratet for naturforvaltning (DN)

DN mener at forslaget til program ivaretar de fleste aktuelle problemstillinger, men ønsker likevel å komme med noen kommentarer knyttet til havbunnen i området.

- a. DN mener at RKU-Nordsjøen ikke nødvendigvis har god nok oppløsning til å kunne gjøre feltspesifikke vurderinger, særlig med tanke på bunnhabitater. Det er viktig i alle typer utbyggingssaker at det området som vil kunne bli berørt av den planlagte aktiviteten blir kartlagt for å kunne påvise eventuelle sårbare arter og/eller habitater. Slike funn bør legges til grunn for videre planlegging og vurdering av konsekvenser.
- b. Utslipp av kaks, oppankring av leggefartøy, legging av kabler og rørledninger vil ha potensial for negativ påvirkning på havbunnen. DN mener det derfor er viktig å ha en god oversikt over bunnhabitater som vil bli berørt.
- c. DN mener at KU-kartleggingen bør dekke alle områder som kan tenkes å bli berørt, og at resultatene og hvordan disse blir tatt hensyn til i videre planlegging bør presenteres i konsekvensutredningen.

Operatørens svar

- a. Områder som kan bli direkte berørt av utbyggingen er kartlagt uten funn av sårbare arter og/eller habitat.
- b. Operatøren er enig i at det er viktig med god oversikt over områder som kan bli berørt. Operatøren mener at dette blir ivaretatt gjennom eksisterende kunnskap om det aktuelle området og gjennom prosjektspesifikke kartlegginger.
- c. Kartleggingen vil bli beskrevet i KU, og relevante resultat vil bli presentert. Det vil bli informert om hvordan dette er hensyntatt i planleggingen.

6. Arbeidsdepartementet

Arbeidsdepartementet viser til følgende uttalelse fra Petroleumstilsynet: Det fremkommer ikke av foreslått program at en vil utrede løsninger som reduserer sannsynligheten for akutte utslipp og/eller mengden som potensielt kan slippe ut.

Operatørens svar

Ønske om redusert sannsynlighet for akutte utslipp ligger til grunn ved valg av tekniske løsninger. For detaljer knyttet til tekniske løsninger viser vi til PUD del 1 som er planlagt sendt inn til Olje- og energidepartementet i desember 2012. Petroleumstilsynet vil få denne tilsendt fra operatøren. Når det gjelder mengder og sannsynligheter for utslipp, blir dette ivaretatt i Miljørisiko- og beredskapsanalyse for Dagny og Eirin. Resultatene fra denne studien vil bli presentert i KU.

7. Fylkesmannen i Rogaland

Fylkesmannen konstaterer at HMS-programmet omfatter overordnede mål og strategier, definerer spesielle prosjektkrav til arbeidsmiljø, ytre miljø og teknisk sikkerhet, samt planlagte sikkerhets- og risikoevalueringer.

- a. Fylkesmannen skriver at prosjektet bør knytte til seg kvalifisert personell så tidlig som mulig slik at nødvendige analyser og vurderinger legges til grunn for de valgene som blir gjort. Fylkesmannen har ellers ingen innvendinger mot forslaget til program for konsekvensutredning.

Operatørens svar:

- a. Kvalifisert personell innenfor helsemessige og hygieniske forhold har vært tilknyttet prosjektet fra tidlig fase.

8. Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif)

Klif mener at det foreslåtte programmet dekker de fleste forhold som er vesentlige for Klif's videre behandling av saken. De omtaler følgende områder som de mener må belyses bedre:

- a. Konseptvalg og utbyggingsløsninger
 - 1) Det er viktig at konsekvensutredningen belyser de relevante forhold knyttet til de aktuelle utbyggingsalternativene.
 - 2) Konsekvensutredningen bør redegjøre for hvilke miljøkriterier som er lagt til grunn for valg av løsning, og gi en oversikt over hvordan disse kriteriene er vurdert for de ulike alternativene når det gjelder energiforbruk og utslipp til luft og vann.
- b. Beskrivelse av naturressurser i influensområdet
 - 1) Det er særlig viktig at naturressurser er grundig kartlagt og at utredningene omfatter hvilke hensyn som må tas til eventuelle sårbare ressurser ved boreprogram og plassering av installasjoner.
 - 2) Klif ber om at det blir trukket inn nyere, faglig grunnlag som bl.a. delrapporter til pågående oppdatering av forvaltningsplanen for Nordsjøen, samt resultater fra relevant regionalt overvåkingsprogram.
- c. Kraftgenerering
 - 1) Klif forutsetter at videre utredning om elektrifisering med kraft fra land er en del av KU-prosessen, og at alternativene også inkluderer resultater fra det pågående samarbeidsprosjektet der feltet Johan Sverdrup også inngår.
 - 2) Det må redegjøres for tekniske og økonomiske konsekvenser ved en fremtidig konvertering fra drift basert på kraft fra gassturbiner til drift basert på kraft fra land.
 - 3) Klif mener at konsekvensvurderingen bør inkludere vurderinger av å oppgradere energianlegget på Sleipner som en del av de nødvendige modifikasjonene som planlegges på Sleipner i forbindelse med at gass fra Dagny skal eksporteres til Sleipner A.
- d. Utslipp til luft

VOC-anlegg på lagerskip og skytteltankere. Det må redegjøres for at den valgte løsning er basert på beste tilgjengelige teknikker.
- e. Utslipp til sjø og kakshåndtering
 - 1) Operatøren planlegger rensing og utslipp av produsert vann. Klif anser at injeksjon av produsert vann er den beste løsningen, og ber derfor om at dette utredes og at det blir redegjort for valgt alternativ.
 - 2) Operatøren har oppgitt flere ulike alternativ for håndtering av kaks. Klif ber om at det gjøres rede for den løsningen som operatøren vil gå inn for.

Operatørens svar

- a. Konseptvalg og utbyggingsløsninger
 - 1) Relevante forhold knyttet til de aktuelle utbyggingsløsningene vil bli beskrevet i KU. Operatøren minner om at flere av de tidligere vurderte konseptene ikke er gjennomførbare av ulike hensyn, og således ikke kan regnes som aktuelle utbyggingsløsninger.
 - 2) KU vil redegjøre for valgt løsning og hvilke miljøkriterier som er lagt til grunn. Dette ble også vist til i programmet i Tabell 3-3.
- b. Beskrivelse av naturressurser i området
 - 1) Denne delen av Nordsjøen er allerede godt kjent. Prosjektet har gjennomført kartlegging av havbunnen i de områdene som kan bli berørt av utbyggingen. Havbunnen i området er flat med homogene bunnforhold, og det har ikke vært funn av sårbare ressurser. Det er observert enkelte pockmarks (forsenkninger) mellom Dagny og Eirin. Rørledningstraseen blir lagt utenom disse.
 - 2) Aktuelle delrapporter fra det pågående arbeidet med forvaltningsplanen for Nordsjøen vil bli brukt som referansegrunnlag i KU. Tilsvarende gjelder informasjon fra regionalt overvåkingsprogram.

- c. Kraftgenerering
 - 1) En utredning av mulighet for å elektrifisere området rundt Utsirahøyden pågår. Dagny er en del av dette samarbeidsprosjektet som innbefatter prosjektene Johan Sverdrup, Draupne, Edvard Grieg og Dagny. Elektrifiseringsprosjektet har planlagt å ta valg om videreføring og investeringsbeslutning våren 2013. Frem til elektrifiseringsprosjektet har tatt sin beslutning vil Dagny planlegge med to ulike kraftkonsept – med og uten kraft fra land.
 - 2) Dersom elektrifiseringsprosjektet ikke blir gjennomført eller det blir utsatt i tid, vil Dagny måtte starte opp i 2016 med lokal kraftgenerering på plattformen. Dagny vil likevel bli designet med elektriske drivere, slik at en eventuell fremtidig elektrifisering av plattformen er mulig. Operatøren vil redegjøre for tekniske og økonomiske konsekvenser av en fremtidig konvertering fra drift basert på gassturbiner til drift basert på import av elektrisk kraft.
 - 3) Dagny vil ikke medføre behov for modifikasjon av energianleggene på Sleipner. Operatøren mener derfor at en eventuell oppgradering av energianlegget på Sleipner er utenfor rammene til Dagny og Eirin-prosjektet. Dagny/Eirin skal i hovedsak ta i bruk eksisterende utstyr på Sleipner A-plattformen.
- d. Utslipp til luft

Ulike VOC-anlegg til bruk på lagerskipet er under vurdering. Valg av løsning vil være basert på BAT-prinsipper, og operatøren vil så langt det lar seg gjøre presentere valgt løsning og begrunnelse for denne i KU. Når det gjelder VOC-anlegg på skytteltanker er dette utenfor rammen til prosjektet.
- e. Utslipp til sjø og kakshåndtering
 - 1) Det vil bli redegjort for ulike alternativ og bakgrunn for valg av løsning for håndtering av produsert vann i KU.
 - 2) Tilsvarende vil det bli redegjort for valg av løsning for håndtering av oljeholdig kaks. Kaks fra boring med vannbasert borevæske skal slippes til sjø som oppgitt i KU-programmet.

9. Havforskningsinstituttet

Havforskningsinstituttet skriver at forslaget til utredningsprogram er utarbeidet i henhold til gjeldende norsk veiledning for plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift, og mener derfor at utredningen vil omfatte marine ressurser på en tilfredsstillende måte.

Operatørens svar

Synspunktet notert.

10. Forsvarsbygg

Forsvarsbygg uttaler at det ikke er avdekket forhold som tilsier at tiltaket har konsekvenser for Forsvarets aktivitet. Det er dermed ikke nødvendig å behandle Forsvaret som eget tema i konsekvensutredningen.

Operatørens svar

Uttalelsen er notert.

11. Industri Energi

- a. Innkvartering

Industri Energi krever at boligkvarteret blir bygget på en måte som til enhver tid sikrer optimal hviletid for alt personell om bord. De forutsetter at beslutninger rundt dette blir fattet gjennom dialog med arbeidstakerorganisasjonene i Statoil.
- b. Kontrollrom

Industri Energi etterspør planer for kontrollrom i program for konsekvensutredning. De forutsetter at Dagny har eget kontrollrom, og at beslutninger om dette blir fattet i dialog med arbeidstakerorganisasjonene i Statoil.
- c. Kraftforsyning

Industri Energi støtter operatørens valg av lokal kraftgenerering på plattformen.
- d. Norsk leverandørindustri

Industri Energi har forståelse for at kontrakter med norsk industri og dens leverandører gjøres på et kommersielt grunnlag.

Operatørens svar

- a. Innkvartering
Prosjektet har gjennomført en analyse i konseptfasen for å bestemme størrelsen på boligkvarteret basert på de forventede planlagte aktiviteter over feltets levetid. Analysen identifiserte revisjonsstanser som den dimensjonerende faktor, og har basert antall senger (70) på å ivareta en standard revisjonsstans for lignende installasjoner. Prosjektet har avholdt et informasjonsmøte med IE (16.02.12) der blant annet størrelsen på LQ og antall senger ble presentert. Det sentrale verneapparatet i Statoil har utpekt en dedikert person som hovedverneombud (HVO) i prosjektet for å ivareta verneapparatets interesser og kontakten mot det sentrale miljøet. Etter at et prosjekt har tatt beslutning om gjennomføring vil det bli etablert et prosjektspesifikt arbeidsmiljøutvalg (AMU). Dette for å sikre at arbeidstakerens velferd og sikkerhet blir ivaretatt.
- b. Kontrollrom
Dagny plattform vil ha eget kontrollrom som inkluderer Eirin-feltet. For å ivareta og sikre brukermedvirkning i design og valg av løsninger, har prosjektet en dedikert HVO utnevnt av det sentrale verneapparatet i Statoil. I tillegg har prosjektet fått utpekt personell fra driftsorganisasjonen som er deltakende i designutviklingsprosessen hvor blant annet kontrollrom inngår.
- c. Kraftforsyning
Synspunktet er notert.
- d. Norsk leverandørindustri
Synspunktet er notert.

12. Miljødepartementet

- a. Miljøverndepartementet mener at beslutning for kraftforsyning til Dagny og Eirin må avvete resultatene fra utredningen om felles kraftforsyning fra land til Utsirahøyden, og at konsekvensutredningen for Dagny og Eirin ikke kan baseres på løsning med lokal kraftgenerering på Dagny.
- b. Dersom lisenshaverne ønsker å utrede utbygging med egen kraftgenerering og mulighet for senere konvertering til kraft fra land, må tekniske og økonomiske konsekvenser gjøres rede for.
- c. Det må også gjøres rede for bedrifts- og samfunnsøkonomiske konsekvenser av å utsette utbygging av Dagny og Eirin til felles kraftforsyning kan være klar.

Operatørens svar

- a. Synspunktet er notert.
- b. Vi viser til svar gitt Klif under pkt. c2.
- c. Operatøren vil forberede Dagny plattform slik at denne er klar til å kunne koples til strøm fra land når dette er klart. En utsettelse av utbyggingen i påvente av felles kraftløsning er således ikke nødvendig for å få på plass en samordnet kraftløsning.

13. Fiskeridirektoratet

I deler av området hvor utbyggingen vil finne sted forventer Fiskeridirektoratet hovedsakelig fiskeriaktivitet med trål utført av danske og skotske fiskefartøyer. Det forventes minimal bunntålaktivitet med norske fartøyer i området. For pelagiske fiskerier kan en i perioder forvente noe fiskeriaktivitet alt etter fangst-tilgjengelighet.

- a. Fiskeri (kap. 4.2.2 og 5.4.1)
Teksten er i hovedsak dekkende for området, men det bør også tas med at det kan være aktuelt med pelagisk fiske etter sild og makrell/hestmakrell
- b. Arealbeslag (kap. 5.4.1)
Teksten synes å være dekkende.
- c. Tiltak (steindumping, frie spenn m.v.)
Fiskeridirektoratet bemerker at det er ønskelig med minst mulig stigningsgrad på eventuelle steinfyllinger, slik at trålen lettere kan forsere disse. De mener videre at KU må inneholde et lite avsnitt som omhandler bruk av steinfyllinger, nedgravinger m.v.

- d. Avvikling av virksomheten
Det bør utredes plan for fjerning av rørledninger og kabler.

Operatørens svar

- a. Kommentaren tas inn i KU.
- b. Synspunktet er notert.
- c. Et avsnitt om tiltak i forbindelse med legging av rørledninger vil bli inkludert i KU.
- d. Fjerning vil bli håndtert etter gjeldende regelverk.

App C Tidligere vurderte løsninger

Vurderte utbyggingsløsninger

Som følge av usikkerhet i ressursestimatene og reservoaregenskapene har flere ulike utbyggingsløsninger vært vurdert for Dagny. Før det ble påvist olje i reservoaret, ble funnet vurdert som et rent gassfelt og var derfor planlagt utviklet med en havbunnsutbygging. Etter funn av olje har også ulike plattformløsninger blitt vurdert.

Konseptstudier for utbyggingen av Dagny ble gjennomført 2010-2011. Fem ulike hovedkonsept ble vurdert:

- a. Nybygg plattform med trykkavlastning
- b. Nybygg plattform med gassinjeksjon
- c. Havbunnsutbygging (gass)
- d. Gjenbruk av eksisterende anlegg
- e. Flytende produksjonsfartøy (FPSO)

Av disse fem ble de to konseptene med nybygd plattform modnet frem til konseptvalgsnivå (BOV). En kort oversikt over vurderte konsept med tekniske og økonomiske forhold, samt miljøvurderinger er gitt i Tabell C- 1. En presentasjon av utslippene fra de to hovedkonseptene er gitt i Tabell C- 2 til Tabell C- 6.

Dreneringsstrategier

To hovedstrategier for drenering har vært studert; trykkavlastning og trykkvedlikehold via injeksjon. Trykkavlastning innebærer at brønnstrømmen kun er drevet av det naturlige trykket i reservoaret. Når trykket faller vil også produksjonen falle. Ved trykkvedlikehold injiseres væske eller gass i reservoaret for å opprettholde trykket og dermed øke utstrømmingen av olje og gass. Trykkvedlikehold gjennom injeksjon vil gi økt oljeutvinning.

I tidligere faser av prosjektet har flere ulike injeksjonsløsninger blitt vurdert. Vanninjeksjon ble på et tidspunkt ansett som en god løsning for Dagny, men simuleringer viste at vann gav dårlig respons i reservoaret og dette alternativet ble derfor lagt bort. Også injeksjon av CO₂ ble vurdert. Denne løsningen er teknisk og økonomisk utfordrende. Den krever at injektorene ligger i vannfasen, og de må derfor bores langt ute på flankene. Injektorene vil kun ha effekt på et relativt lite område og det er høy sannsynlighet for at CO₂ kan bryte gjennom til oljeproducentene, noe som vil medføre store problem med CO₂ i brønnstrømmen. Det er heller ikke tilstrekkelige CO₂-volumer tilgjengelig i området. Løsningen ble derfor forkastet.

Eksportløsninger

Som følge av risiko for stivning av oljen, som igjen kan føre til tetting av rørledningene, har eksportløsninger med transport av oljen gjennom lange rørledninger blitt forkastet til fordel for eksport via lagerskip og skytteltankere. Dette har også medført at en havbunnsløsning ikke er mulig dersom man ønsker å ta ut oljen. En eventuell havbunnsutbygging vil derfor innebære at feltet blir utviklet som gassfelt og at oljen blir liggende igjen i reservoaret.

Følgende eksportløsninger har vært vurdert:

- Brønnstrøm/ ustabil olje og gass til Sleipner A og videre transport av kondensat og NGL til Kårstø
- Stabilisert olje og gass i dedikerte rør-ledninger til Sleipner A og videre transport av kondensat og NGL til Kårstø
- Gass til Sleipner A og stabilisert olje til flytende lagerskip

For å kunne utvinne oljen i reservoaret, valgte prosjektet å gå for oljeeksport via lagerskip og skytteltankere.

Gassfeltet Eirin, tidligere kalt 15/5-2, har under hele prosjektfasen vært planlagt utviklet ved hjelp av en bunnramme. Både direkte tilknytning til Sleipner A og tilknytning til Dagny har vært vurdert. Tilknytning til Dagny er vurdert som beste løsning, både med tanke på teknisk gjennomførbarhet, økonomi og miljø.

Tabell C- 1 Oppsummering av tidligere vurderte utbyggingsløsninger for Dagny

Konsept	Tekniske og økonomiske forhold	Miljøvurderinger
Plattform m. trykkavlastning	Teknisk gjennomførbar. God økonomi. Moderat ressursutnyttelse.	Nybygg gir mulighet for å velge beste tilgjengelige teknologi (BAT) og høy standard på alle HMS-løsninger. Trykkavlastning gir noe mindre utslipp til luft enn gassinjeksjon, men også lavere produksjon.
Plattform m. gassinjeksjon	Teknisk gjennomførbar. God økonomi gitt forventede reservoaregenskaper. Gir svært god ressursutnyttelse.	Nybygg gir mulighet for å velge beste tilgjengelige teknologi (BAT) og høy standard på alle HMS-løsninger. Gassinjeksjon gir noe høyere utslipp til luft enn trykkavlastning, men også høyere produksjon.
Havbunnsutbygging av gassreservene	Teknisk gjennomførbar. God nåverdi relativt til investeringer. Dårlig ressursutnyttelse (legger igjen olje), men liten risiko for økonomisk nedside.	Lavere utslipp til luft enn ved plattform-løsning, men innebærer at oljen ikke kan produseres.
Gjenbruk av eksisterende anlegg	Usikkerhet knyttet til teknisk gjennomførbarhet og dårligere økonomi enn nybygg.	Utfordringer knyttet til HMS og oppfyllelse av dagens standarder.
Flytende produksjons-innretning (FPSO)	Teknisk gjennomførbar. Noe dårligere økonomi enn plattformløsning.	Tilsvarende plattform.

Hovedkonsept og utslipp til luft

I konseptfasen ble det beregnet produksjonsprofiler og utslippsprofiler for nybygg plattform med og uten gassinjeksjon. En oppsummering produksjonsprofiler, estimerte laster og utslipp til luft er vist i tabellene under. Merk at dette er data fra forrige fase og at dataene derfor kan avvike noe fra det som er presentert i konsekvensutredningen. Estimatene er basert på lokal kraftproduksjon med to LM2500+ lav NOx-gassturbiner (DLE).

Kort oppsummert gir gassinjeksjon mer utslipp til luft, men også mer produksjon. Ser man på CO₂-intensitet, det vil si utslipp av CO₂ per produsert enhet, gir gassinjeksjon noe mindre CO₂-utslipp per produsert oljeekvivalent på Dagny plattform.

Tabell C- 2 Utslipp av CO₂ per produsert oljeekvivalent (o.e.)

	Trykkavlastning	Gassinjeksjon
Tot. o.e. (Sm ³)	48 278 498	66 436 898
Totalt utslipp CO ₂ (tonn)	1 288 683	1 689 918
kg CO ₂ /o.e	26,7	25,4

Tabell C- 3 Dagny plattform trykkavlastning. Produksjonsprofiler og elektrisk last

	Total oljeproduksjon	Total gassproduksjon	Gjennomsnittlig vannproduksjon	Elektrisk last
År	Sm ³ /d	MSm ³ /d	Sm ³ /d	MW
2016	4000	0,77	0	9,3
2017	10658	3,94	8	9,5
2018	8938	8,79	133	15,3
2019	4061	9,31	67	15,6
2020	2134	8,08	98	14,6
2021	1272	7,02	75	13,8
2022	478	6,49	54	13,4
2023	197	4,89	2	12,6
2024	170	3,65	1	9,3
2025	148	2,75	1	9,3
2026	121	1,79	0	9,3
2027	64	1,1	0	9,3
2028	52	0,9	0	9,3
2029	42	0,73	0	9,3
2030	28	0,51	0	9,3
2031	24	0,46	0	9,3
2032	24	0,46	0	9,3
2033	19	0,39	0	9,3
2034	20	0,4	0	9,3
2035	15	0,33	0	9,3

Tabell C- 4 Dagny plattform gassinjeksjon. Produksjonsprofiler og elektrisk last

	Total oljeproduksjon	Total gassproduksjon	Gjennomsnittlig vannproduksjon	Gassinjeksjon	Elektrisk last
År	Sm ³ /d	MSm ³ /d	Sm ³ /d	MW	År
2016	370	0,07	0	0	7,73
2017	10481	4,49	0	3,25	16,88
2018	10420	7,32	0	8,79	23,29
2019	6454	9,45	2,75	8,98	23,54
2020	3924	9,47	34,25	9	23,59
2021	2292	9,52	71	9,03	23,54
2022	1311	9,52	71,25	9	23,54
2023	793	9,53	94,75	9	23,54
2024	521	9,54	182,75	9	23,59
2025	335	9,58	208,25	9,03	8,59
2026	377	9,55	126,25	0	8,59
2027	320	9,55	37	0	8,59
2028	262	9,55	15,5	0	8,59
2029	227	9,35	15,75	0	8,68
2030	188	8,99	12,75	0	8,59
2031	143	6,63	3	0	8,02
2032	96	4,35	0	0	7,73
2033	76	3,2	0	0	7,73
2034	55	2,25	0	0	7,73
2035	38	1,53	0	0	7,73

Tabell C- 5 Dagny plattform trykkavlastning. Utslipp til luft i tonn per år

År	CO ₂	NO _x	CH ₄	NMVOC	VOC
2016	5 914	5	17	9	26
2017	68 477	55	194	103	297
2018	97 237	78	206	106	312
2019	98 717	79	207	107	314
2020	93 783	75	205	106	311
2021	87 174	71	181	93	274
2022	87 863	71	202	105	307
2023	83 926	67	201	105	306
2024	64 222	52	167	88	255
2025	61 406	51	143	75	218
2026	58 636	50	121	62	183
2027	53 551	47	79	39	118
2028	53 074	47	75	37	112
2029	54 790	48	89	45	134
2030	54 504	47	87	43	130
2031	53 810	47	81	40	121
2032	53 472	47	78	39	117
2033	53 054	47	75	37	112
2034	52 838	47	73	36	109
2035	52 231	41	70	34	104

Tabell C- 6 Dagny plattform gassinjeksjon. Utslipp til luft i tonn per år

År	CO ₂	NO _x	CH ₄	NMVOC	VOC
2016	3 553	3	3	1	4
2017	106 202	85	282	148	430
2018	136 660	110	392	206	598
2019	137 893	111	396	208	604
2020	138 140	111	397	208	605
2021	137 893	111	397	208	605
2022	137 893	111	397	208	605
2023	137 893	111	397	208	605
2024	138 140	111	397	208	605
2025	64 130	51	368	201	569
2026	64 130	51	193	103	296
2027	64 130	51	193	103	296
2028	64 130	51	193	103	296
2029	64 574	52	193	103	296
2030	64 130	51	193	103	296
2031	61 318	49	192	103	295
2032	55 011	45	151	80	231
2033	52 015	44	127	67	194
2034	49 507	43	106	55	161
2035	12 575	8	77	42	119
TOTAL	1 689 918	1 363	5 044	2 667	7 710

App D Ressursklassifikasjon

Tabellen er hentet fra "Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, Oljedirektoratet juli 2001".

		Ressurs- klasse	Prosjekt status kategori		
			Ressurskategori	Beskrivelse	
Totale utvinnbare ressurser	Oppdagede ressurser	Historisk produksjon (S)	0		Solgt og levert petroleum
		Reserver (R)	1		Reserver i produksjon
			2	F A	Reserver med godkjent plan for utbygging og drift
			3	F A	Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne
		Betingede ressurser (C)	4	F A	Ressurser i planleggingsfasen
			5	F A	Ressurser der utvinning er sannsynlig men uavklart
			6		Ressurser der utvinning er lite sannsynlig
	7		F A	Ressurser som ikke er blitt evaluert	
	Uoppdagede ressurser	Uoppdagede ressurser (P)	8		Ressurser i prospekter
			9		Ressurser i prospektmuligheter og ikke-kartlagte ressurser

F = First oil

A = Additional oil/gas

App E Oppsummering av miljørisikoanalysen for Dagny og Eirin

Det er utarbeidet en separat miljørisikoanalyse og en foreløpig beredskapsanalyse for akutte oljeutslipp for Dagny og Eirin (DNV 2012: "Miljørisikoanalyse for Dagny & Eirin", Statoil 2012: "Oppsummering av miljørisikoanalyse samt krav til beredskap mot akutt forurensning for utbygging og drift av Dagny og Eirin-feltet"). Rapportene er tilgjengelige på Statoils hjemmeside: www.statoil.com/ku. En oppsummering er gitt i det følgende.

Miljørisikoanalyse

Formålet med miljørisikoanalysen er å vurdere om miljørisikoen knyttet til utbygging og drift er akseptabel, samt vurdere behovet for oljevemberedskap for en gitt utbygging.

Krav til miljørisikoanalyse er gitt i styringsforskriften § 16. Styringsforskriften stiller krav om gjennomføring av miljørettede risikoanalyser og pålegger operatører å utarbeide akseptkriterier for risiko for skade på miljø. Akseptkriterier for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivået som operatøren beslutter er akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp vil ha for miljøet.

Akseptkriterier for miljørisiko

Statoils akseptkriterier for feltspesifikk miljørisiko er brukt for analyse av miljørisiko, ref. Tabell E- 1. Akseptkriteriene er fastsatt på grunnlag av hovedprinsippet om at: *"Restitusjonstiden etter en miljøskade for den mest sårbare bestanden skal være ubetydelig i forhold til forventet tid mellom slike miljøskader"*.

Tabell E- 1 Statoils akseptkriterier for forurensning

Miljøskade	Varighet av skaden (restitusjonstid)	Installasjonsspesifikk risikogrense (per år)	Feltspesifikk risikogrense (per år)
Mindre	1mnd-1 år	1×10^{-2}	2×10^{-2}
Moderat	1-3 år	$2,5 \times 10^{-3}$	5×10^{-3}
Betydelig	3-10 år	1×10^{-3}	2×10^{-3}
Alvorlig	>10 år	$2,5 \times 10^{-4}$	5×10^{-4}

Type aktiviteter og utslippssannsynlighet

Ratevurderingene omfatter alle brønner og alle operasjoner i brønnene, inklusiv boring av produksjonsbrønner, komplettering og brønner i drift slik man antar at aktivitetsnivået er i et år med høy aktivitet, ref. Tabell E- 2. Frekvensen for et år med normal aktivitet og produksjon er noe lavere enn et år med høy aktivitet ($8,2 \times 10^{-4}$), og vil således være dekket som følge av dette.

Tabell E- 2 Aktivitetsoversikt (antall brønnoperasjoner pr. år) i et høyaktivitetsår for Dagny

Aktivitet	Antall operasjoner	
	Oljebrønn	Gassbrønn
Boring	3	
Komplettering	3	
Intervensjonsaktiviteter	3	
Produksjon	5	3

Sannsynligheten for utblåsning per operasjon i høyaktivitetsfasen for Dagny er oppgitt i Tabell E- 3. Total utslippssannsynlighet er $9,0 \times 10^{-4}$, med en overflate-/sjøbunnsfordeling på 0,79/0,21.

Tabell E- 3 Sannsynlighet for utblåsning per operasjon for Dagny i et høyaktivitetsår

Aktivitet	Antall av aktiviteten	Frekvens per aktivitet	Total frekvens
Boring (utviklingsboring, oljebrønn)	3	2,6E-05	7,8E-05
Komplettering	3	8,5E-05	2,5E-04
Wireline	0	4,0E-06	0,00E+00
Workover	0	1,4E-05	0,00E+00
Intervensjon	3	1,4E-05	4,2E-04
Produksjon (olje)	5	1,5E-05	7,5E-04
Produksjon (gass)	3	1,5E-04	4,5E-04
Total sannsynlighet for utblåsning			9,0E-04

Utblåsningsrater- og varigheter

Rate- og varighetsfordeling for utblåsning fra Dagny i et høyaktivitetsår er vist i Tabell E- 4. Forventet tid for boring av avlastningsbrønn er 83 dager. Maksimal utblåsningsvarighet er beregnet til 98 døgn. Utblåsningsratene i området er 700-10100 Sm³/døgn. Dette gjelder både for overflate- og sjøbunnsutblåsning.

Tabell E- 4 Oversikt over rate- og varighetsfordelinger som inngangsdata til oljedriftsberegninger for Dagny og Eirin i et høyaktivitetsår

Utslippssted	Fordeling overflate/sjøbunn	Rate Sm ³ /døgn	Varigheter (døgn) og sannsynlighetsfordeling			Sannsynlighet for raten
			2	14	98	
Overflate	79 %	700	66 %	24 %	10 %	0,016
		4900				0,444
		8000				0,063
		10100				0,476
Sjøbunn	21 %	700	49 %	30 %	21 %	0,023
		4900				0,717
		8000				0,093
		10100				0,166

Oljetype og oljedriftssimuleringer

Oljedriftsmodelleringen er utført med Norne blend-olje. Norne blend er en middels tung råolje med tetthet 0,868 g/ml. Den er en parafinsk råolje, med et høyt innhold av voks (11,7 vekt % voks). Norne Blend har lavt innhold av asfalter (0,06 vekt %). Den har et høyt stivnepunkt (ca. 20 °C). Når det foreligger tilstrekkelig med olje fra Dagny, vil det bli gjennomført forvitningsstudier av oljen og oppdatering av analysene blir vurdert. Relevante parametere for Norne blend-oljen er vist i Tabell E- 5. Forvitringsegenskapene er vist i Tabell E- 6.

Tabell E- 5 Oljeparametere benyttet i spredningsberegninger for Dagny-feltet

Parameter	Norne blend-olje
Oljetetthet	868 kg/m ³
Maksimalt vanninnhold sommer/vinter	90 % / 86 %
Voksinnhold	11,7 vekt %
Asfalteninnhold (harde)	0,06 vekt %
Viskositet, fersk olje (5 °C og 10s ⁻¹)	212 cP
GOR	240 Sm ³ /Sm ³

Tabell E- 6 Forvitringsegenskaper ved 2 og 12 timer for Norne blend-olje

Forvitringsegenskaper	Dagny og Eirin – Norne blend-olje	
	Sommer (15°C, 5m/s vind)	Vinter (5°C, 10m/s vind)
2 timer		
Vannopptak	44 %	42 %
Viskositet av emulsjon	1000 cP	3800 cP
Fordampet	14 %	16 %
Nedblandet	0 %	3 %
12 timer		
Vannopptak	79 %	74 %
Viskositet av emulsjon	3500 cP	8000 cP
Fordampet	20 %	21 %
Nedblandet	2 %	15 %

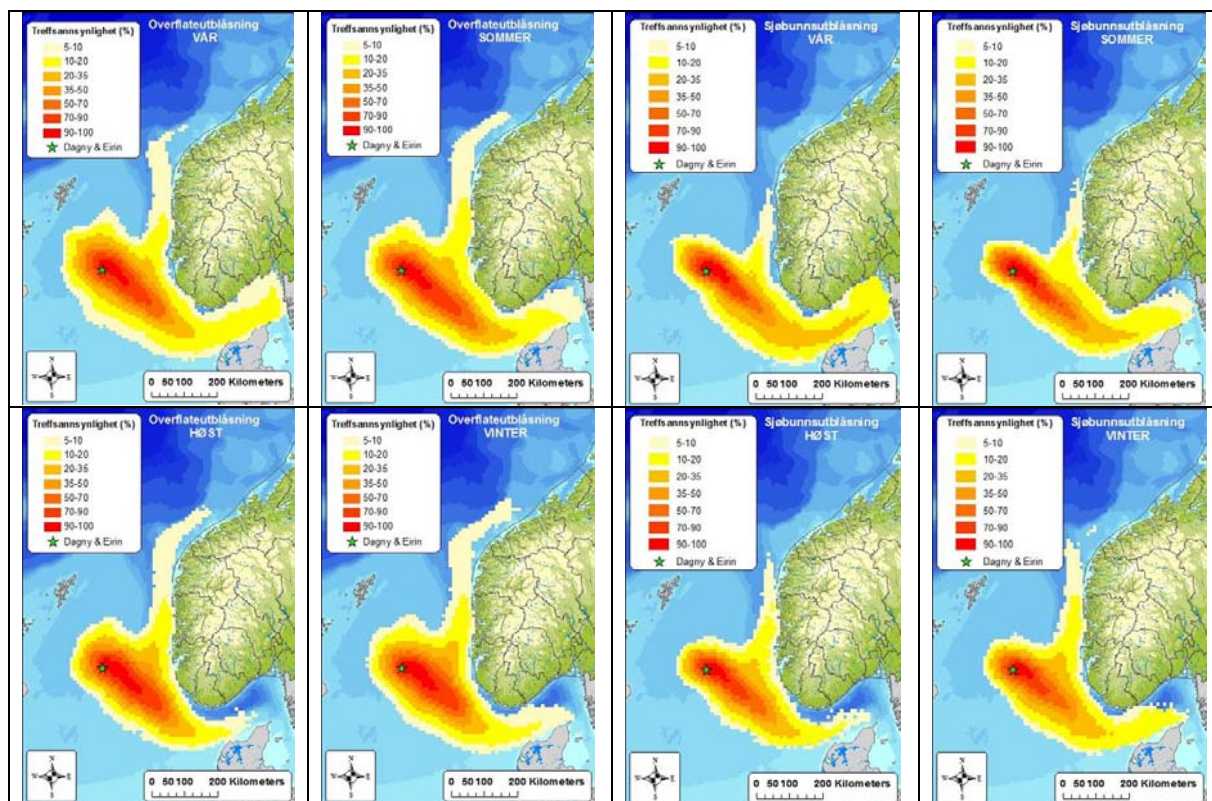
Oljedriftsmodellering er utført med modelleringsverktøyet OSCAR. Dette er en 3-dimensjonal oljedriftsmodell som beregner oljemengde på sjøoverflaten, på strand og i sedimenter, samt konsentrasjoner i vannsøylen. Utfallet fra modelleringen er beregnet i tre fysiske dimensjoner og tid. Modellen inneholder databaser for ulike oljetyper, vanddyp, sedimenttype, økologiske habitater og strandtyper.

Oljedriftsberegningene er gjennomført for én lokasjon med posisjon 58° 34' 19.848" N 1° 41' 48.436" Ø og et havdyp på 116 m. Spredningsmodelleringer er gjennomført for et høyaktivitetsår for både overflate- og sjøbunnsutblåsning fra feltet.

Treffsannsynlighet

Det er generert oljedriftsstatistikk på rutenivå for fire sesonger; vår (mars-mai), sommer (juni-august), høst (september- november) og vinter (desember-februar). Influensområdene er vist for både overflate- og sjøbunnsutblåsninger, ref. Figur E- 1.

Oljen vil spre seg ut i Nordsjøen, mot norskekysten, med hovedinfluens mot sør-øst. Influensområdet strekker seg også inn i Skagerrak. Det er noe sannsynlighet for at olje vil komme inn i kyststrømmen og bli dratt med nordover inn i Norskehavet langs kysten. Influensområdet er større fra et overflateutslipp enn fra et sjøbunnsutslipp.

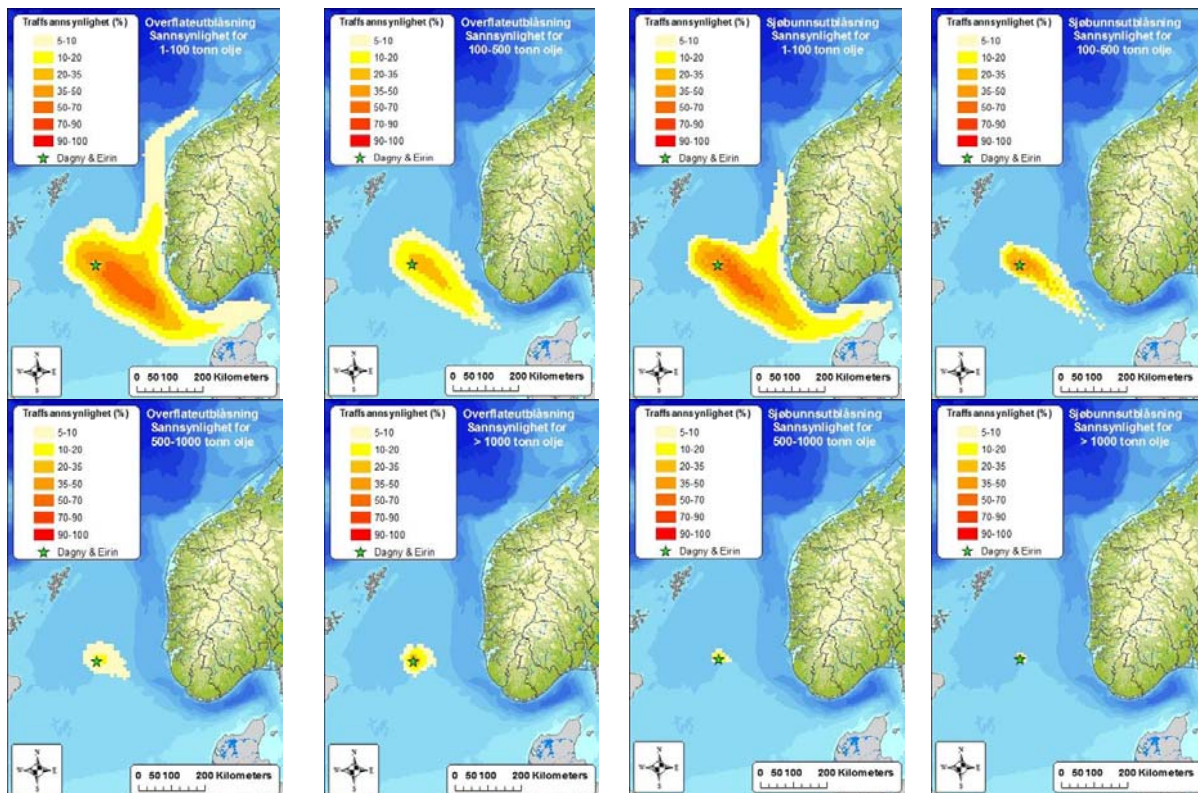


Figur E- 1 Sannsynlighet for treff av olje i 10 x 10 km sjøruter gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Dagny og Eirin i hver sesong. Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men det området som berøres i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor hver sesong.

Treff av olje i mengdekategorier

Årlig sannsynlighet for treff av olje i mengdekategoriene 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1000 tonn og >1000 tonn i 10 × 10 km ruter gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Dagny og Eirinfeltet er vist i Figur E- 2.

Det er et begrenset område, med lav sannsynlighet, for > 500 tonn olje ved både en overflate- og sjøbunnsutblåsning. Det er større sannsynlighet for treff av olje i mengdekategoriene 1-100 tonn enn 100-500 tonn.



Figur E- 2 Sannsynligheten for treff av mer enn 1 tonn olje i mengdekategoriene 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1000 tonn og >1000 tonn i 10×10 km sjøruter gitt en overflate- (venstre) og sjøbunnsutblåsning (høyre) fra Dagny og Eirin for hele året. Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det område som berøres i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning.

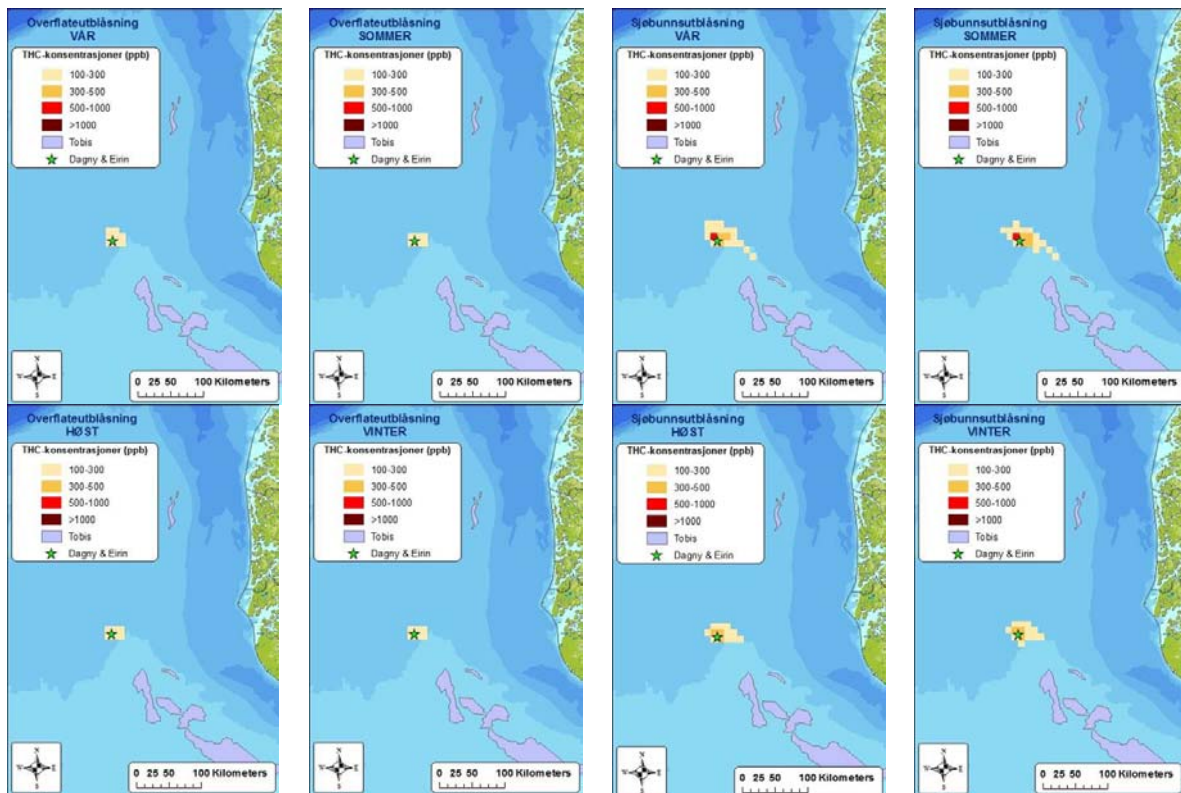
Vannsøylekonsentrasjoner

Resultatene av konsentrasjonsberegningene er gitt som totale konsentrasjonsverdier av olje (THC) i de øverste vannmassene, dvs. det er ikke skilt mellom dispergert olje og løste oljekomponenter. Oljen i vannmassene vil i hovedsak skrive seg fra olje som blandes ned i vannmassene fra drivende oljeflak (naturlig dispergering som følge av vind og bølger). Nedblanding av oljen fra overflaten beregnes på basis av oljens egenskaper og den rådende sjøtilstanden.

Figur E- 3 viser influensområdene i vannsøylen med THC (totalt hydrokarbon) konsentrasjoner over 100 ppb i 10×10 km ruter (effektgrense for fiskeegg og larver) for alle rate- og varighetskombinasjoner gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Dagny og Eirin-feltet i de ulike sesongene. Influensområdene i vannsøylen er vist sammen med tobisområder i Nordsjøen.

For et overflateutslipp er det ingen sannsynlighet for THC-konsentrasjoner > 300ppb. Det er større treffsannsynlighet for THC konsentrasjoner i vannsøylen gitt sjøbunnsutslipp kontra et overflateutslipp.

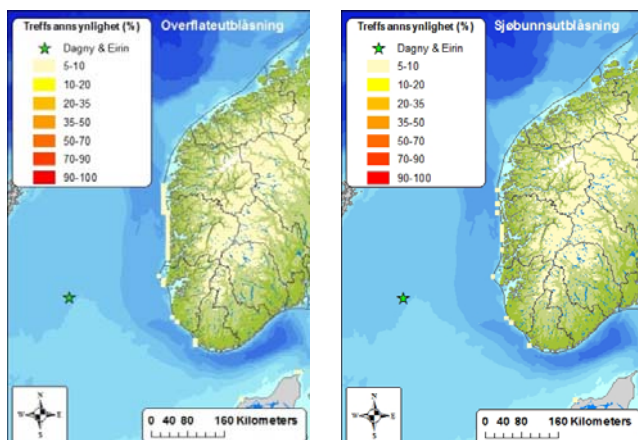
Området med observasjoner av THC-konsentrasjoner i vannsøylen er også større om våren og sommeren enn om høsten og vinteren ved et sjøbunnsutslipp. Forskjellene mellom sesongene kan skyldes variasjoner i vær- og vindforhold. Avstanden fra Dagny og Eirin til nærmeste tobisområde er ca. 70 km, og avstanden fra områder med sannsynlighet for THC-konsentrasjoner i vannsøylen fra et sjøbunnsutslipp til nærmeste tobisområde er ca. 15km.



Figur E- 3 Beregnede gjennomsnittlige THC-konsentrasjoner (≥ 100 ppb) i 10×10 km ruter per sesong, basert på alle kombinasjoner av rater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter ved overflate- og sjøbunnsutblåsninger fra Dagny & Eirin-feltet. Merk at det markerte området ikke gir uttrykk for omfanget av et enkelt oljesøl, men er det statistiske området som berøres med ulike vannsøylekonsentrasjoner på basis av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning i ulike sesonger. Figurene viser også tobisområder i Nordsjøen.

Stranding

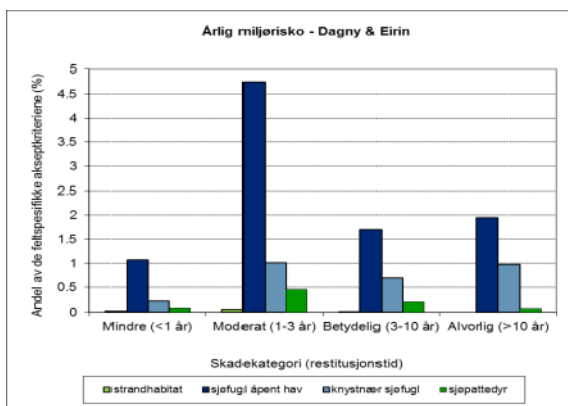
Årlig influensområde for landruter fra henholdsvis overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Dagny og Eirin-feltet er presentert i Figur E- 4. For begge scenariene er høyeste treffsannsynlighet 5-10 %. Det er i hovedsak Hordaland som kan bli berørt, med noe sannsynlighet for treff av et par ruter i Sogn og Fjordane, Rogaland, Vest-Agder, og på danskekysten.



Figur E- 4 Sannsynligheten for treff av olje i 10 x 10 km kystruter gitt en overflateutblåsning (venstre) og en sjøbunnsutblåsning (høyre) fra Dagny & Eirin-feltet. Figurene er basert på helårsstatistikk. Influensområdet er basert på utblåsningsratene og de ulike varighetene og deres individuelle sannsynligheter. Merk: Det markerte området viser ikke omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor året.

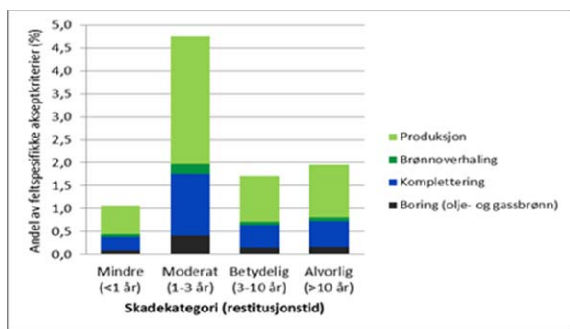
Miljørisiko

Beregnet miljørisiko for Dagny og Eirin ligger langt under Statoils feltspesifikke akseptkriterier. Årlig risiko for de ulike ressursgruppene; strandhabitat, sjøfugl i åpent hav, kystnær sjøfugl og marine pattedyr i et høyaktivitetsår ved Dagny og Eirin, presentert som andel av de feltspesifikke akseptkriteriene i de ulike skadekategoriene, er vist i Figur E- 5.



Figur E- 5 Årlig risiko for de ulike ressursgruppene; strandhabitat, sjøfugl i åpent hav, kystnær sjøfugl og marine pattedyr i et høyaktivitetsår ved Dagny og Eirin, presentert som andel av de feltspesifikke akseptkriteriene i de ulike skadekategoriene.

I høyaktivitetsfasen er det risikobidrag fra produksjon, brønnoverhaling, kompletteringer og boring. Miljøriskoen er størst for produksjon, etterfulgt av komplettering, boring, og til slutt brønnoverhaling, ref. Figur E- 6.



Figur E- 6 Årlig risiko i et høyaktivitetsår ved Dagny og Eirin, presentert som andel av de feltspesifikke akseptkriteriene i de ulike skadekategorier. Figuren viser risikobidrag fra de ulike aktivitetene. I høyaktivitetsfasen er det bidrag fra produksjon, brønnoverhaling, komplettering og boring.

Beredskapsanalyse

Statoils krav til oljevernberedskap for utbyggingen av Dagny og Eirin er satt ut fra to delprosesser. For barriere 1 og 2, oppsamling nær kilden og på åpent hav, er det beregnet et behov for antall NOFO-systemer basert på vektet rate og forventet oljetype. Kravene til responstid er satt til best oppnåelig responstid til borelokasjonen. Dette er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOFOs planverk. For barriere 3 og 4, oppsamling i kyst- og strandsone, er det satt krav til mobilisering etter behov og i henhold til NOFOs planverk for produserende felt i området.

Beredskap som et konsekvensreducerende tiltak er et viktig bidrag til risikoreduksjon. Effektiv oljevernberedskap vil redusere oljemengdene på sjøen og føre til reduksjon i det totale influensområdet av et mulig oljeutslipp. Statoils primære strategi for oljevern er mekanisk oppsamling på åpent hav nær kilden. Dispergering vil vurderes som supplementær respons under en aksjon og NOFOs ressurser vil da kunne benyttes.

Kapasitet og responstid

Kapasitet barriere 1: Skal kunne ta opp beregnet emulsjonsmengde på sjø.

Kapasitet barriere 2: Skal kunne ta opp den mengden emulsjon som passerer barriere 1 pga. redusert barriereeffektivitet i barriere 1.

Responstid for barriere 1: Full kapasitet innen korteste drivtid til land, basert på beregnet kapasitetsbehov.

Responstid for barriere 2: Fortløpende etter at barriere 1-systemer er mobilisert og med full kapasitet innen korteste beregnet drivtid til land.

Responstid for barriere 3 og 4: Skal igangsettes innen korteste drivtid til land.

Dimensjonering av barrierer

NOFOs kalkulator for beregning av systembehov er benyttet for å sette krav til oljevern i barriere 1 og 2 under boring og produksjon på Dagny og Eirin. For feltutbygging benyttes vektet rate og forventet oljetype til å dimensjonere de to barrierene på åpent hav.

Et NOFO-system består av (Figur E- 7):

- Et oljevern fartøy – et forsyningsfartøy med oljevernklasse (ØR)
- En 400-meters lense
- En oljeopptaker, tradisjonell Transrec eller opptaker for voksholdig olje med høy viskositet
- Et slepefartøy
- Lagringskapasitet for oljeemulsjon på 1000 m³
- NOFO-personell



Figur E- 7 NOFO-lense med slepebåt

For dimensjonering av barriere 1 benyttes egenskaper (fordamping, naturlig nedblanding og vannopptak) for to timer gammel olje. Statoil har valgt å gjøre beregninger for to årstider, sommer og vinter. Som regel krever vintersesongen høyest beredskap. For sommerstid benyttes egenskaper ved vindstyrke 5 m/s, mens det vinterstid benyttes egenskaper ved vindstyrke 10 m/s. Utregningen viser hvor mange systemer som kreves for å kunne ta opp all emulsjonsmengde ved disse betingelsene for de to årstidene.

For dimensjonering av barriere 2 beregnes det antall systemer som kreves for å kunne ta opp all emulsjonsmengde som har passert barriere 1 pga. redusert barriere-effektivitet. Systemeffektiviteten er avhengig av bølgehøyde og lysforhold, og varierer mellom de ulike områdene (Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet) på norsk sokkel.

Utregningen av beredskapsbehov for Dagny og Eirin i barriere 1 og 2, som er gitt på basis av vektet utblåsningsrate i borefasen (7500 Sm³/d), er vist i Tabell E- 7.

Tabell E- 7 Beregnet beredskapsbehov for Dagny og Eirin i barriere 1 og 2

Parameter	Juni-august	Desember-februar
	Sommer – 15 °C, 5 m/s vind	Vinter – 5 °C, 10 m/s vind
Utstrømningsrate (Sm ³ /d)	7500	7500
Tetthet (ikke brukt i beregningene)	868 kg/Sm ³	868 kg/Sm ³
Fordampning % (etter 2 timer på sjø)	14	16
Nedblanding % (etter 2 timer på sjø)	0	3
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	6450	6075
Vannopptak % (etter 2 timer på sjø)	44	42
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm ³ /d)	11518	10474
Viskositet av emulsjon (etter 2 timer)	1000	3800
Behov for NOFO-systemer i barriere 1	5	5
Systemeffektivitet, barriere 1 (%)	55	26
Emulsjonsmengde til barriere 2 (Sm ³ /d)	5183	7751
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	2903	4496
Fordampning (delta 2-12 t)	20	21
Nedblanding (delta 2-12 t)	2	12
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	2670	3866
Vannopptak % (etter 12 timer på sjø)	79	74
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 2 (Sm ³ /d)	12716	14870
Viskositet av emulsjon (etter 12 timer)	3500	8000
Behov for NOFO-systemer i barriere 2	6	6
Totalt antall systemer i barriere 1 og 2	11	11

For fastsettelse av responstider benyttes OLFs veiledning for miljørettede beredskapsanalyser hvor det står at barriere 1 skal etableres ut fra best oppnåelig responstid, og være fullt utbygd senest innen korteste drivtid til land. Ved bruk av NOFOs planverk og i samarbeid med StatoilMarin vurderes best oppnåelig responstid for systemene ut til borelokasjon basert på fartøyenes gangfart og dagens reelle fartøysituasjon, samt utstyrs-plassering og slepebåtkapasitet.

Resultatene fra oljedriftssimuleringene viser at det vil forekomme noe stranding, men strandingen er forbundet med lang drivtid (60,8 døgn) og lav emulsjonsmengde (201 tonn) innenfor 95-persentilen.

Krav til beredskap mot akutt forurensning

Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning for utbyggingen av Dagny og Eirin er oppsummert i Tabell E-8. Det er satt krav til 11 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 41 timer.

Tabell E- 8 Statoils krav til oljevernberedskap for utbyggingen av Dagny og Eirin

Barriere 1 – 2 Bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 41 timer
Antall systemer i barrieren	11 NOFO-systemer
Barriere 3 – 4 Bekjempelse i kyst- og strandsoner	
Systemer og responstid	Korteste drivtid er 60,8 døgn, med høyest emulsjonsmengde på 201 tonn innenfor 95-persentilen. Ressurser mobiliseres i det omfanget situasjonen tilsier og iht. NOFOs planverk for produserende felt i området
Fjernmåling og miljøundersøkelser	<ul style="list-style-type: none"> • Akutt forurensning skal oppdages innen 3 timer etter hendelsen • Luftovervåking igangsettes snarest mulig og senest innen 5 timer • Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

App F Oppdaterte sporingskart

Det er innhentet sporingsdata for Dagny-området fra 2010 og 2011. Det er ikke tilgjengelig sporingsdata for norske fartøy fra 2009. Når det gjelder utenlandske fartøy i 2009 er aktivitetsnivået tilsvarende 2010.

For hvert år er kartene delt inn i to vinduer. Venstre side viser norske trålere og høyre side viser alle fiskefartøy, både norske og utenlandske. Merk at "All Fishing Vessels" viser alle skip som man antar driver med fiskerivirksomhet og som forflytter seg med en hastighet på 5,5 knop eller mindre. Dataene er innhentet fra Fiskeridirektoratet og derivert fra punktobservasjoner til linjer. Norske fartøy rapporterer posisjonen hver time, og utenlandske fartøy rapporterer hver annen time. Transportfartøy som beveger seg gjennom området kan bidra til feil i tolkningen av dataene.

Norske fartøy er vist som heltrukne lilla linjer. Alle fartøy er vist som heltrukne oransje linjer.

