

Petro Foresight 2016

Aktivitetsnivået innenfor olje og gass i Nord-Norge på lang sikt



Pressepakken, 09. februar 2016

This document is the property of Rystad Energy. The document must not be reproduced or distributed in any forms, in parts or full without permission from Rystad Energy. The information contained in this document is based on Rystad Energy's global oil & gas database UCUBE, public information from company presentations, industry reports, and other, general research by Rystad Energy. The document is not intended to be used on a stand-alone basis but in combination with other material or in discussions. The document is subject to revisions. Rystad Energy is not responsible for actions taken based on information in this document.

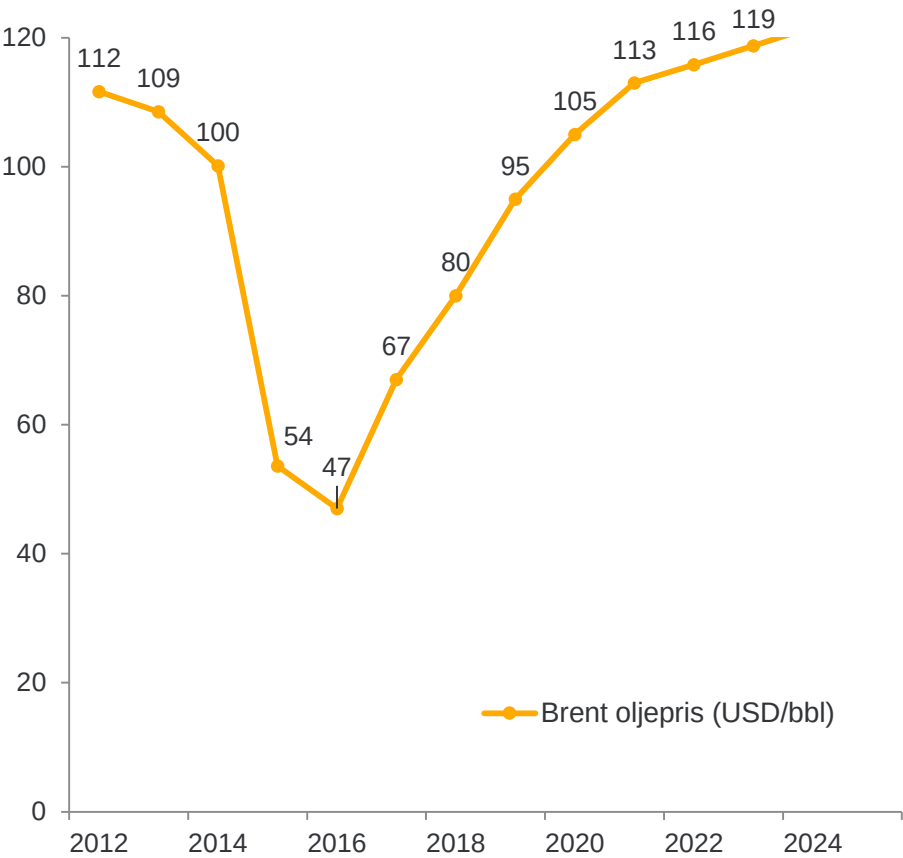


RYSTAD ENERGY

Oljeprisen i 2020 > 100 dollar

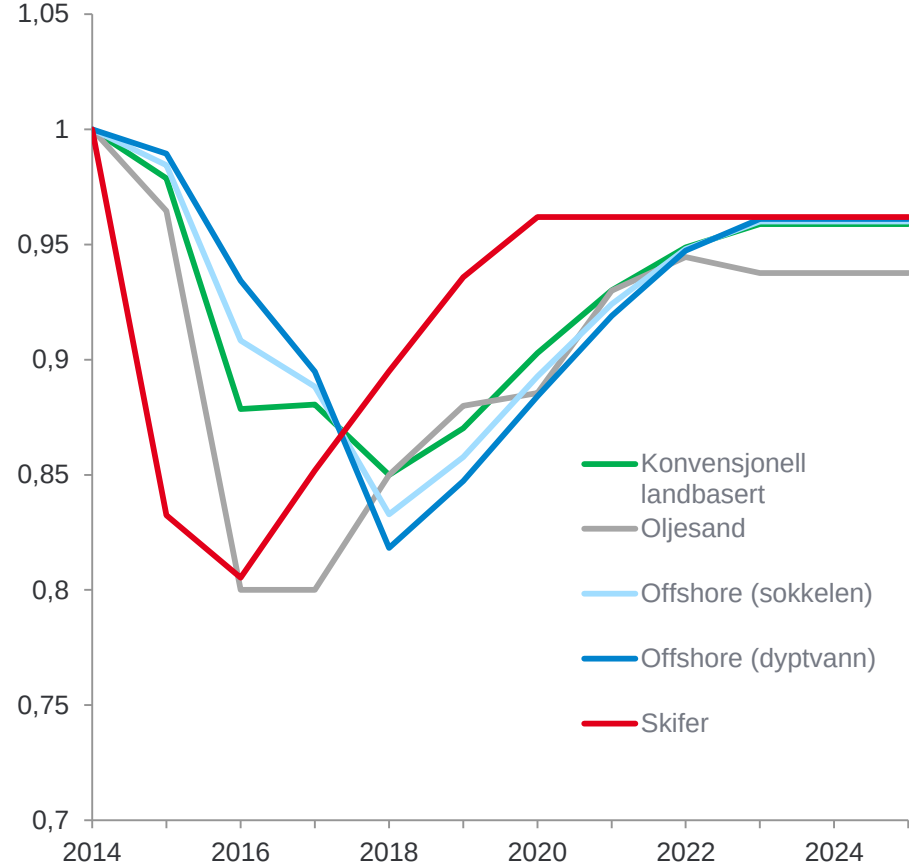
1. Oljepris: Vendepunkt forventet 2016

USD/bbl nominell



2. Kostnadsnivå: Korrelert med oljepris

Indeksert, 2014 = 1



Kilde: Rystad Energy analyser

Investering og operasjonskostnader på over 70 milliarder hvert år fra 2020

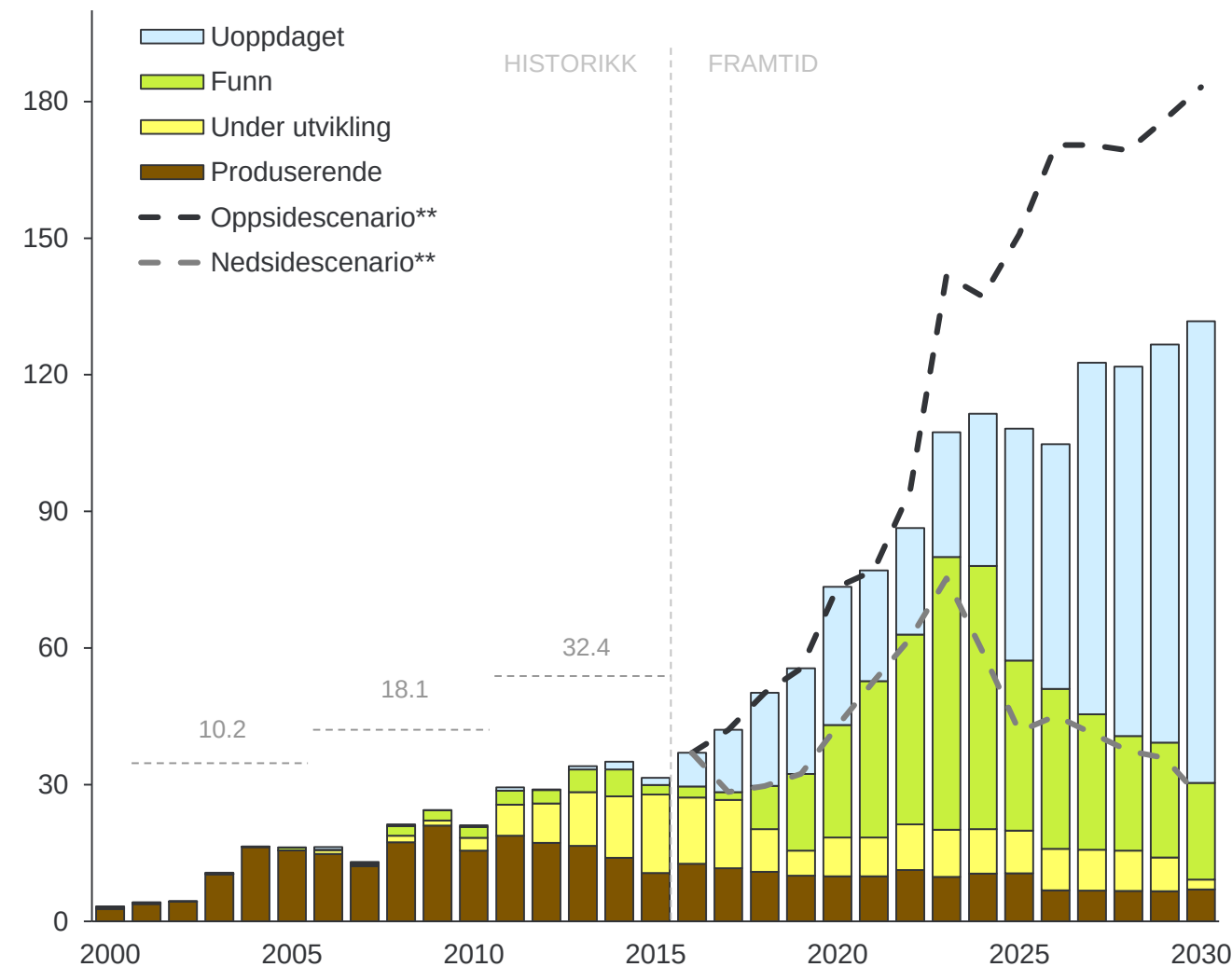
Samlet sett vil hele regionen se en kraftig vekst i aktiviteten fremover, med en gjennomsnittlig årlig vekst (CAGR*) på rundt 18% frem mot 2020. Den sterkeste delen av veksten vil være fra 2018 til 2020. Fra 2020 frem mot 2030 vil den årlige veksten kunne være 6%. Deretter forventer vi at investeringene og operasjonskostnadene vil flate ut når Johan Castberg og Alta/Gohta starter å produsere.

På kort sikt er mye av veksten knyttet til prosjekter som allerede er igangsatt (Under utvikling), mens på mellomlang sikt vil funn som er gjort og skal bygges ut bidra til et enda høyere aktivitetsnivå, f.eks. Alta/Gohta i tillegg til Castberg.

På lang sikt er det også forventet at funn som enda ikke er gjort vil bidra og disse er antatt å være store ettersom det antas å være store mengder uoppdagede ressurser i området.

Totale årlige innkjøp knyttet til de to områdene forventes å bli opp mot NOK 120 mrd i slutten av perioden.

Investeringer og operasjonskostnader Norskehavet Nord og Barentshavet Norge
Milliarder NOK nominelt



*CAGR – Compounded Annual Growth Rate, gjennomsnittlig årlig vekst; **Oppside: Antar stor letesuksess i navngitte prospekter og tidlig Barentshavet sørøst suksess; Nedside: Antar Wisting ikke bygget ut og ingen ny leting; Kilde: Rystad Energy UCube

2-3 rigger forventes å være aktive i Norskehavet Nord fram mot 2020

Grafen viser brønner i Norskehavet Nord etter type.

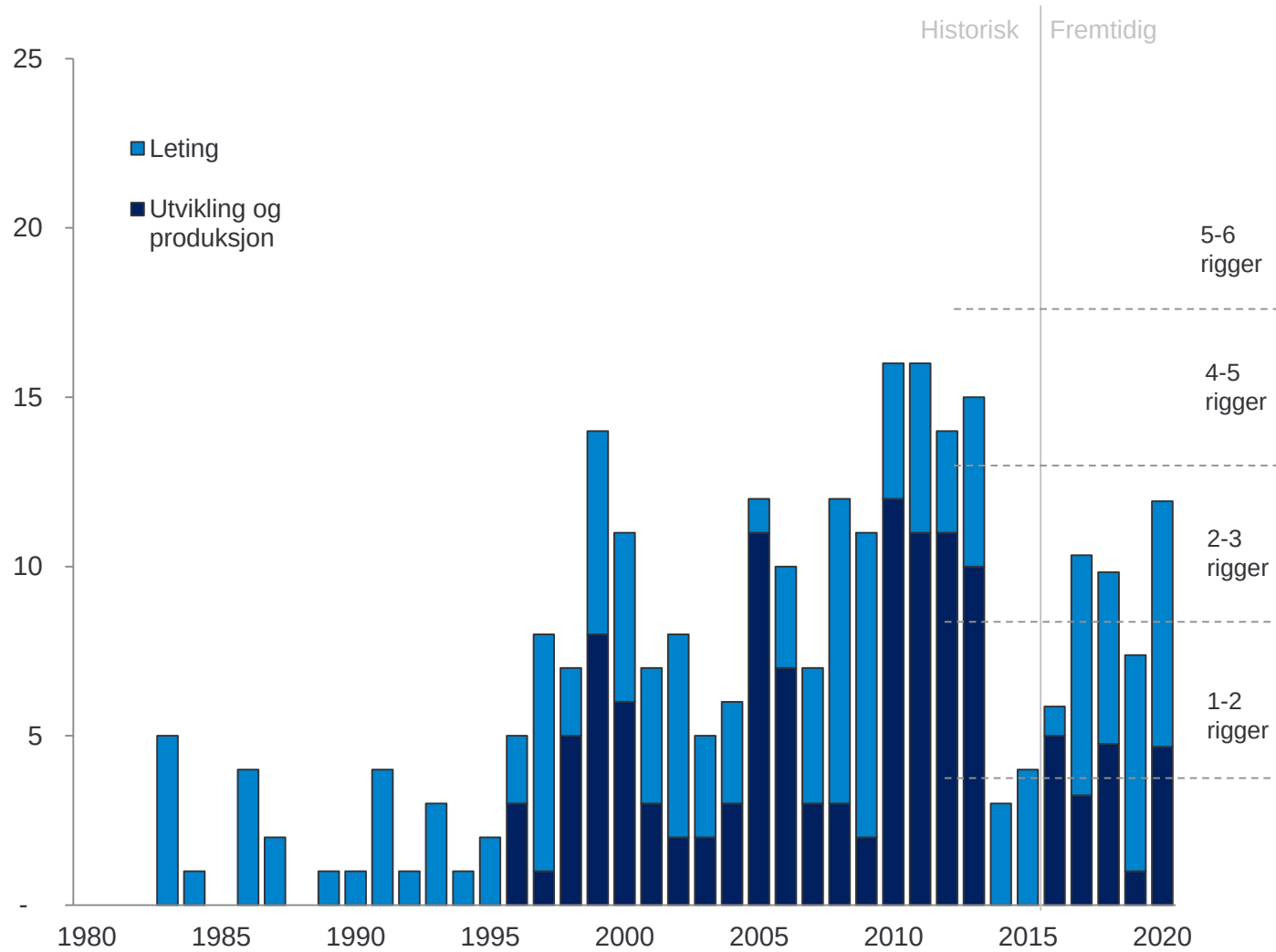
Nivået på boring i Norskehavet Nord har vært jevnt økende siden 1995, til en topp i 2011. I perioden 2010-2014 var det mange utviklingsbrønner knyttet til Skarv og Skuld utbyggingene.

Etter et lavt antall brønner i Norskehavet Nord i 2014 og 2015 forventer antall brønner å øke i årene som kommer til nivå på 10 til 12 brønner i året frem mot 2020.

- Letenivået ventes å være lavt i 2016
- Produksjonsboring på Aasta Hansteen ventes fra 2016.

Antall rigger vil mest sannsynlig være 2-3, hvis man antar at hver rigg kan bore ca 4 brønner per år. Funnene rundt Aasta Hansteen kan ha derisket omkringliggende prospekter. Gassprospekter kan bores etterhvert som Åsgard transportrørledning får ledig kapasitet etter 2020.

Antall brønnbaner* i Norskehavet Nord



*Antall brønnbaner inkluderer også mulige sidesteg gitt brønnresultat
Kilde: Rystad Energy; RigCube; Oljedirektoratet

Høy riggaktivitet i Barentshavet

Grafen viser brønner i norsk del av Barentshavet etter type brønn.

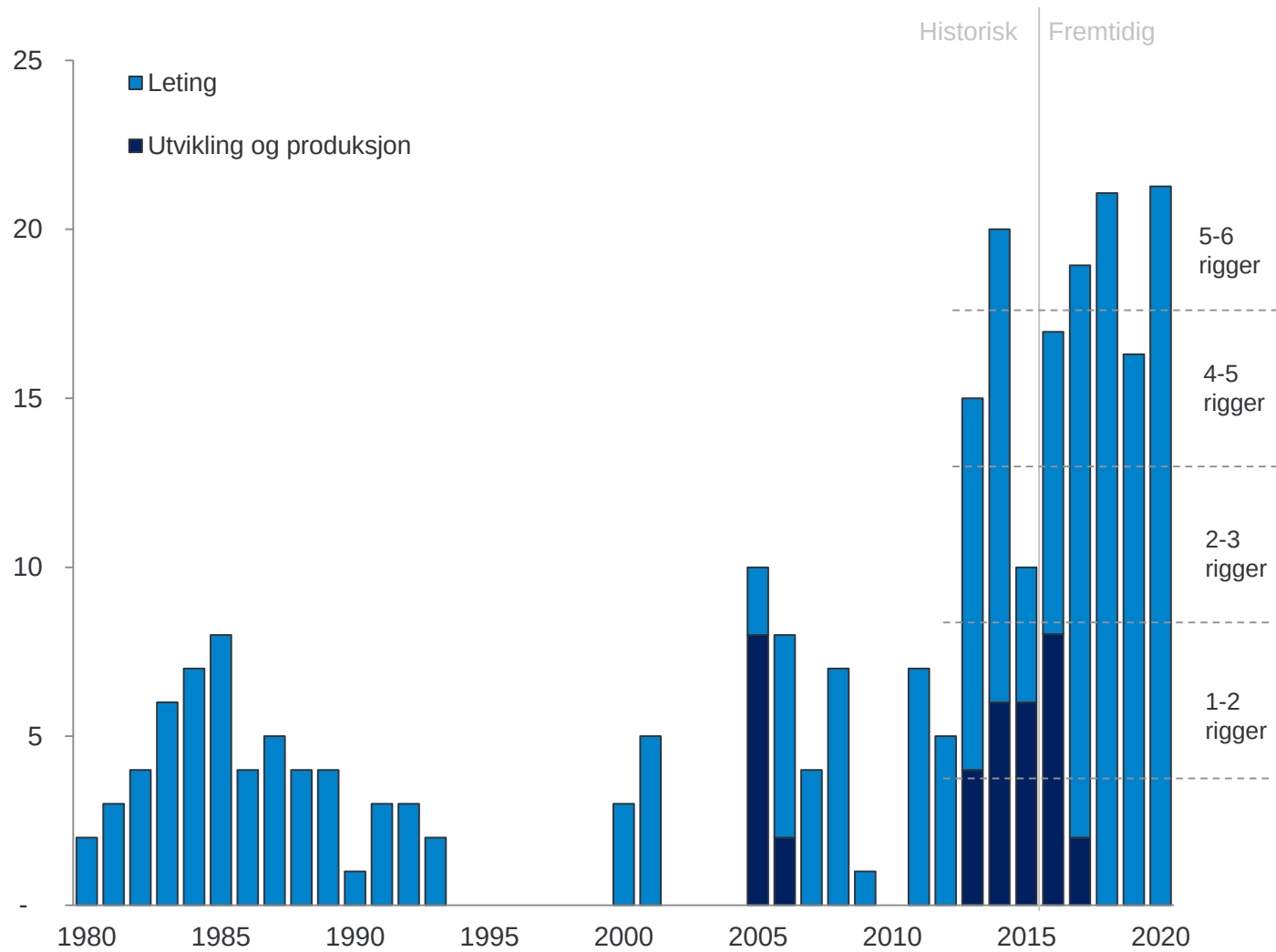
Boring i Barentshavet har vært kampanjebasert, med aktivitet på 80- og 90-tallet og 2005-2006. Nå ser det ut til at det vil være en mer stabil boreaktivitet i området fremover.

Totalt 10 brønner ble boret i Barentshavet i 2015, hvorav 6 var utviklingsbrønner og 4 var letebrønner.

- I 2013 startet Eni produksjonsboring med Scarabeo 8 på Goliat, som vil pågå til og med 2016.
- Statoil har gjennomført en letekampanje med Transocean Spitsbergen hvor 9 brønner ble boret i løpet av 2014.
- Generelt høy leteaktivitet
- Produksjonsboring på Johan Castberg kan starte opp i 2021.
- Statoil skal bore brønner på Snøhvit i slutten av 2016/ tidlig 2017.

I 2015 har 3 rigger vært aktive i området. Antar man at hver rigg kan bore 4 brønner i året ser det ut til at dette vil øke til mellom fire og fem aktive rigger i årene fremover. Fortsatt letesuksess slik som rundt Alta/Gohta og Wisting vil bidra til derisking av prospekter og mer leteboring.

Antall brønnbaner* i Barentshavet



*Antall brønnbaner inkluderer også mulige sidesteg gitt brønnresultat
Kilde: Rystad Energy; RigCube; Oljedirektoratet

Feltsenteroversikt Nord-Norge 2030 – basisscenario

- 9 felt i drift – Oljen kan komme på land i Finnmark

Kartet viser basisscenarioet basert på følgende antagelser:

Relativt sikkert

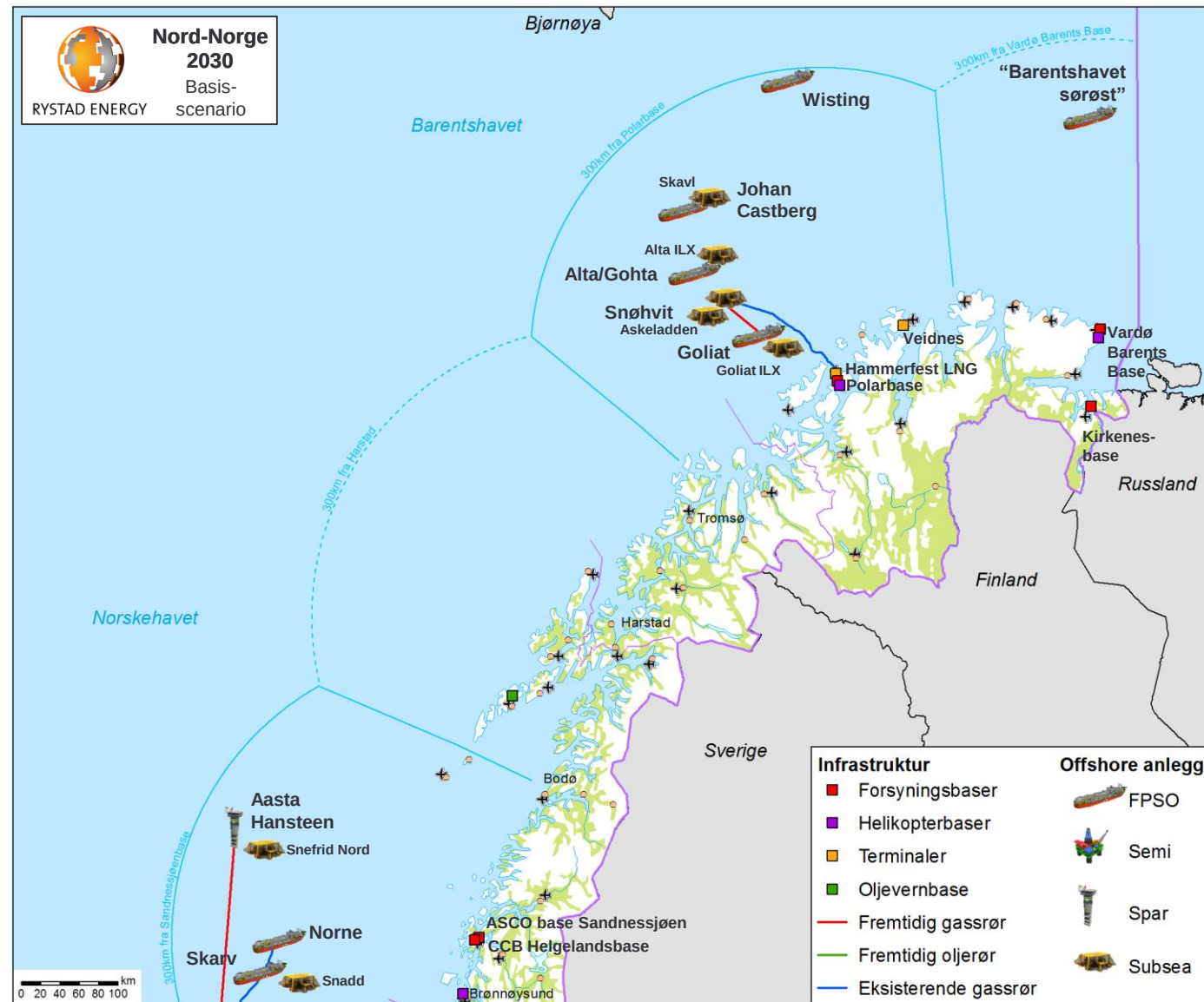
- Aasta Hansteen, Skarv, Goliat og Snøhvit fortsatt i drift
- Norne: oppgradert FPSO (olje)
- Johan Castberg: FPSO
- Alta/Gohta utbygging: FPSO
- Grunnet avstand mellom Castberg og Alta blir nok disse to prosjektene separate feltsentre
- Oljevernbase i Lofoten/Vesterålen (kun indikativ lokasjon, ikke avklart)
- Satellittutbygginger rundt Aasta Hansteen, Skarv og Snøhvit gitt påviste omkringliggende funn
- Oljeterminal Veidnes for bøyelastere med olje fra Johan Castberg, Wisting, Alta/Gohta og om mulig Goliat

Noe usikkert

- Tie-back utbygginger rundt feltsentre i Barentshavet
- Wisting-området: FPSO (olje)
- Helikopterbase øst i Finnmark (kun indikativ lokasjon, ikke avklart)

Usikkert

- Gassrørledning fra Goliat til Snøhvit
- Tidlig letesuksess i Barentshavet sørøst slik at produksjon er mulig før 2030



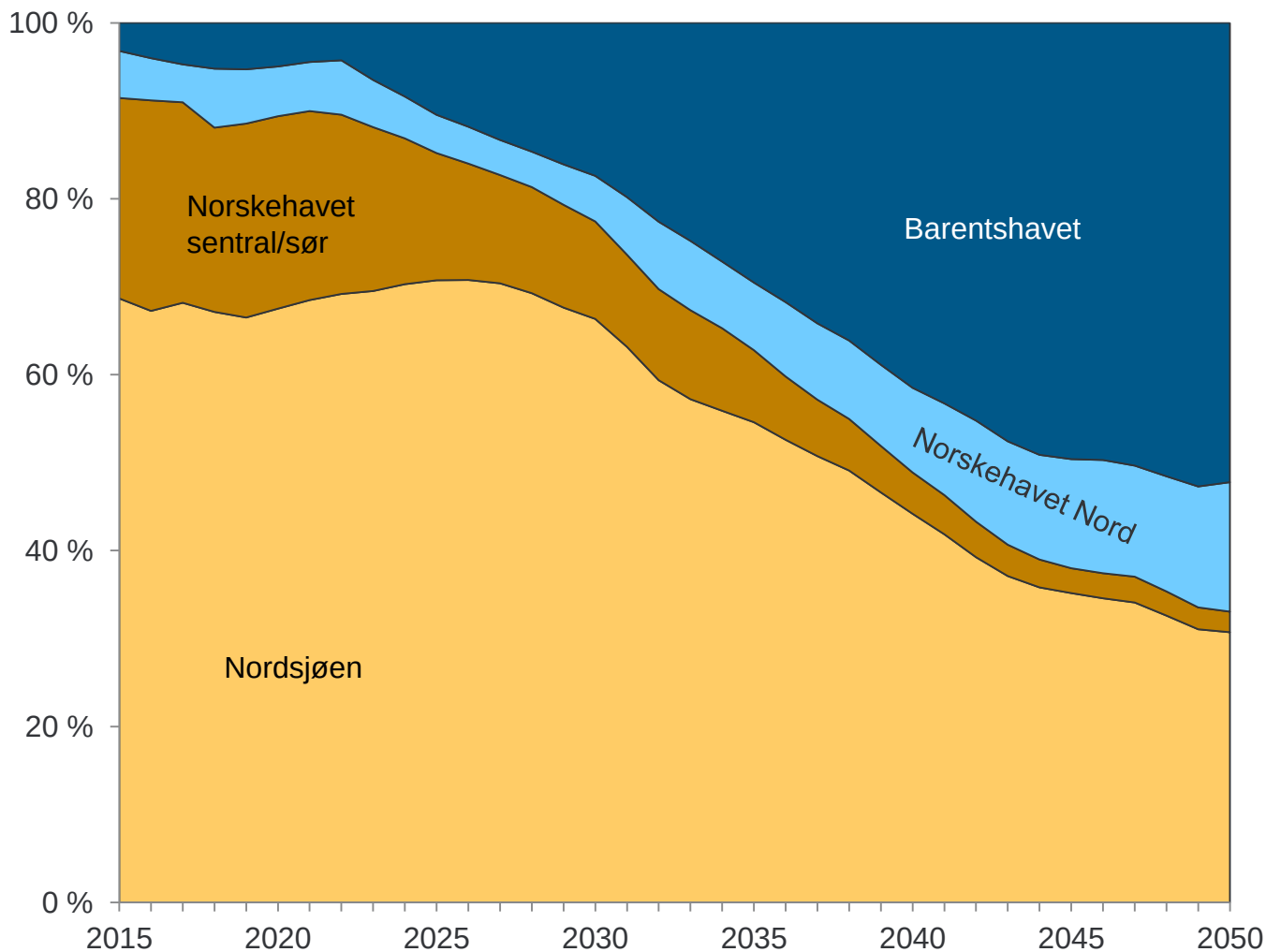
Kilde: Rystad Energy

Nord-Norge vil være Norges største olje og gass region fra 2040

En nedgang i produksjonen i Nordsjøen, samtidig som at mer olje og gass vil bli funnet og produsert i Nord-Norge, vil føre til at Barentshavet og Norskehavet Nord samlet vil være en større bidragsyter til olje- og gassproduksjon enn Nordsjøen og sydlige Norskehavet mot slutten av 2030-tallet.

Av produksjonen i Nord-Norge totalt vil hoveddelen komme fra økt aktivitet i Barentshavet. Hoveddelen av produksjonen i Norskehavet vil komme fra Norskehavet Nord.

Relativ daglig produksjon i Norge, per provins
Prosent



Kilde: Rystad Energy; UCube

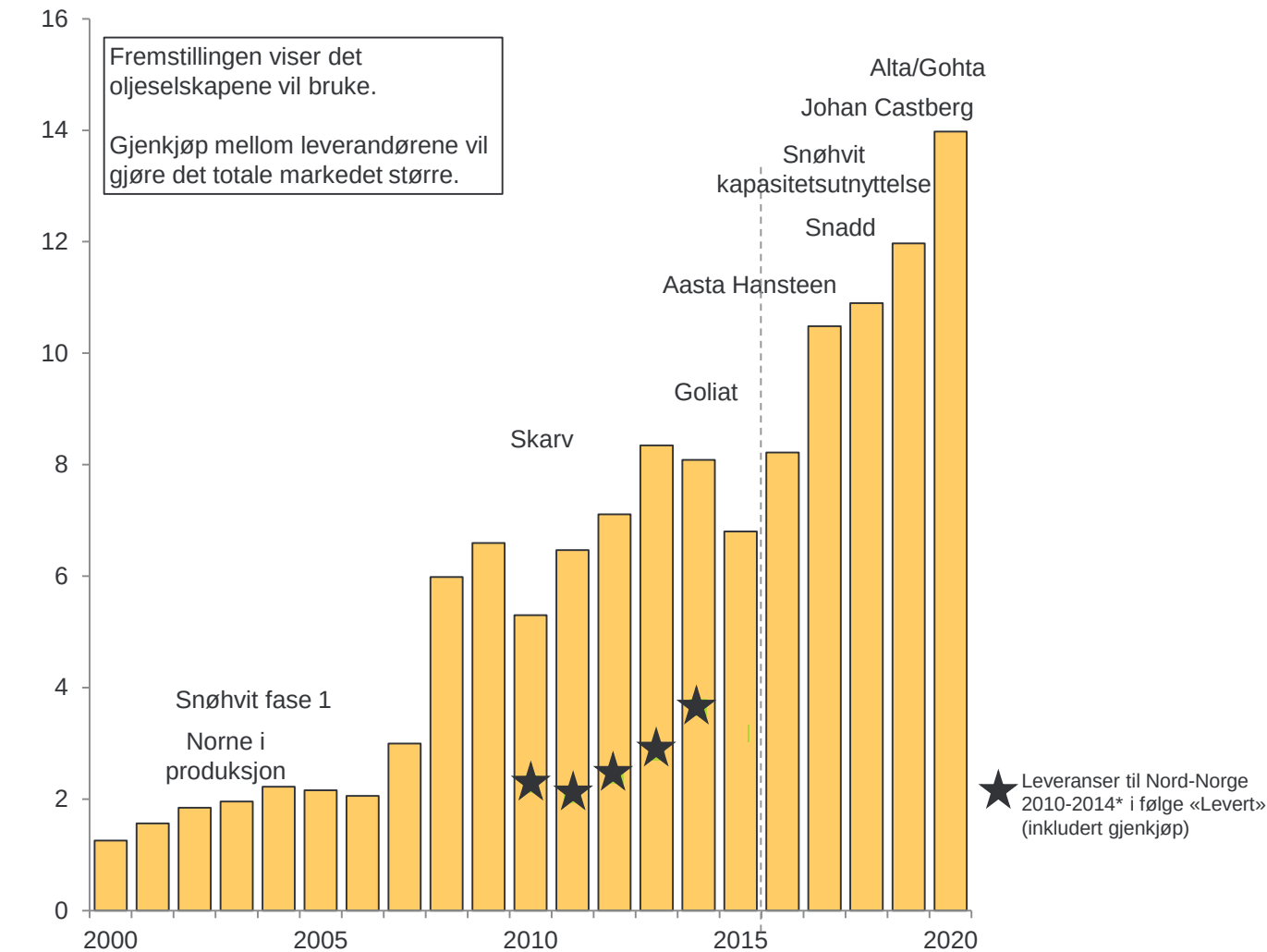
Mulig marked for regionale leveranser fra Norskehavet Nord og Barentshavet

Fremstillingen viser mulig marked for lokale leveranser. Gjengkjøp mellom ulike leverandører vil gjøre de totale markedet (leveransene) større.

For Norskehavet Nord har det historisk vært Norne som har bidratt med mest aktivitet for regionen. Med Skarv-utbyggingen økte nivået til NOK 4-5 milliarder årlig. Markedet er forventet å øke ytterligere mot 2017 når Aasta Hansteen skal bygges ut og settes i produksjon (dobling fra 2015 til 2017). Etter 2017 ser man et lite fall i mulig marked for lokale leveranser. Dette fallet er knyttet til ferdigstillingen av Aasta Hansteen i 2018 og utsettelsen av åpningen av nye områder.

For Barentshavet har mulig marked økt fra et historisk nivå på rund NOK 1 milliard årlig i forbindelse med Snøhvit-utbyggingen til et nivå på omtrent NOK 4 milliarder. Dette forventes å dobles igjen mot 2020. Dette på grunn av økt boreaktivitet og utbygginger med Goliat, Snøhvit kapasitetsutnyttelse og etter hvert Johan Castberg.

Mulig marked for regionale leveranser Norskehavet Nord og Barentshavet
Milliarder NOK nominelt



*Inkluderer Nordland, Troms og Finnmark. Inkluderer ikke eksport til resten av Norge eller internasjonalt
Kilde: Rystad Energy DCube; Kunnskapsparken Bodø "Levert"

Store muligheter for nytt feltcenter i Barentshavet Øst

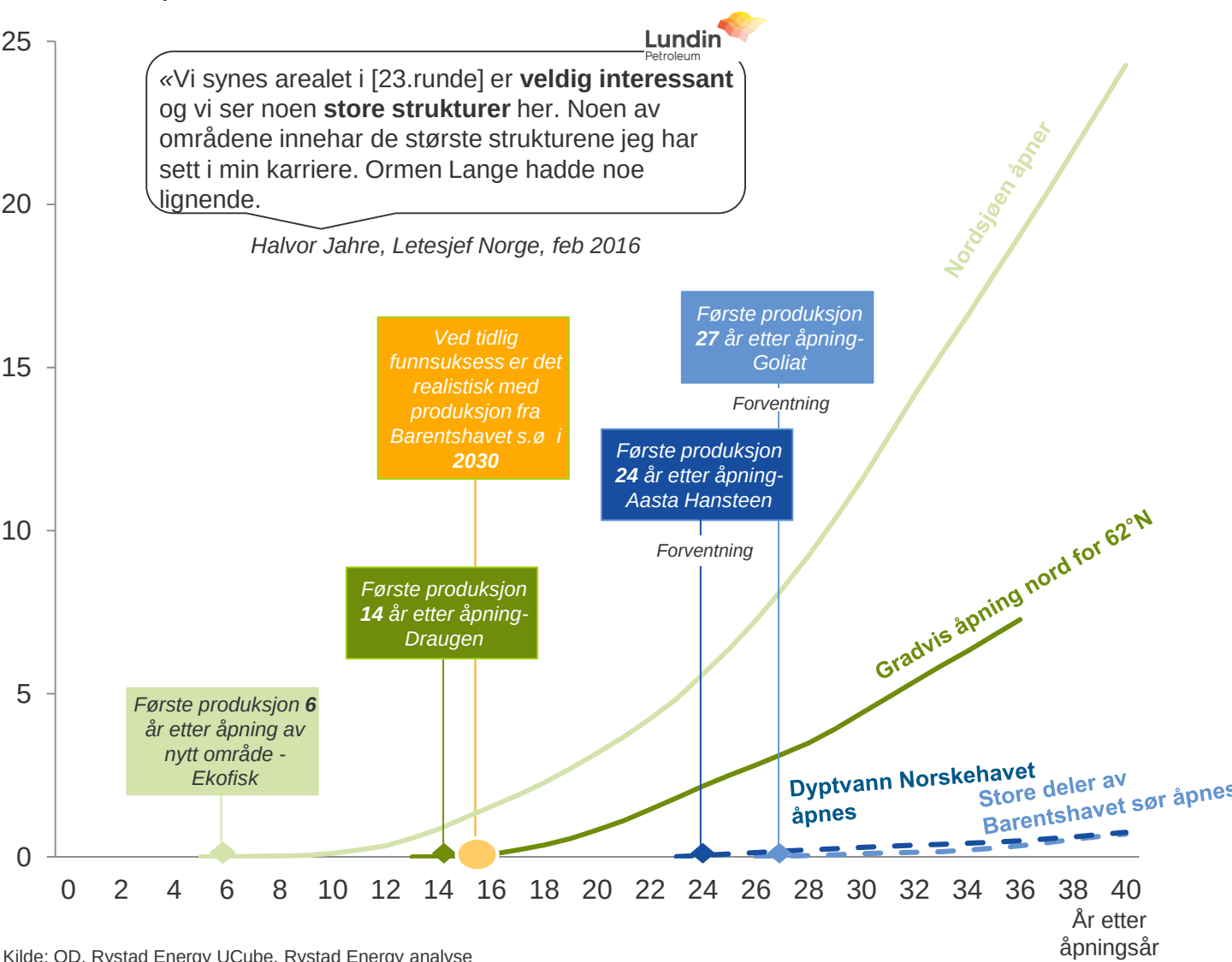
Figuren viser akkumulert produksjon per år etter åpning av nye områder. Områdene med mest leteaktivitet etter åpningsåret har oppdaget mest ressurser og startet produksjon tidligst etter åpningsåret.

Ekofisk startet produksjon kun 6 år etter Nordsjøen åpnet for petroleumsaktivitet mens Draugen startet produksjon 14 år etter åpning. I de resterende områdene i Barentshavet sør og på dyptvann i Norskehavet har det vært mindre leteaktivitet og mindre oppdagede ressurser. Dette sammen med større utfordringer knyttet til dypere vann og utbygging i arktiske områder har ført til lang ledetid fra åpning av nye områder til første produksjon.

Ved tidlig letesuksess i Barentshavet sørøst er det realistisk å se for seg produksjon rundt femten år etter åpning, på 2030 tallet.

Produksjon etter åpningsår for tidligere åpninger av nytt areal på norsk sokkel

Milliarder fat oljeequivalenter kumulativt



Kilde: OD, Rystad Energy UCube, Rystad Energy analyse

Nye utbygginger i Nord-Norge mer robuste

■ Funn i Barentshavet og Norskehavet nord
■ Andre signifikante funn

Tabellen viser endring i balansepris for de største ikke-sanksjonerte prosjektene på norsk sokkel med forventet oppstart før 2025.

Den gjennomsnittlige reduksjonen i balansepris for disse feltene er 16 %. Både Wisting (inkludert Hanssen) og Johan Castberg har redusert balanseprisen mer enn dette siden desember 2014. Også Alta/Gohta forventes å ha redusert balanseprisen sammenlignet med desember 2014.

Utbyggingsprosjekt (Ikke sanksjonert)	Balansepris [USD/bbl Feb 2016]	Balanseprisendring [Des 2014 – Feb 2016]	Kommentar til balanseprisendring
Linnorm	83	-14%	Lavere priser hos underleverandører
Frigg Gamma/Delta	78	34%	Mer informasjon rundt kostnader og utbyggingsløsning
Zidane	73	-21%	Lavere priser hos underleverandører
Snorre 2040	72	1%	Basert på konseptvalg med ny plattform, et konkurrerende subsea konsept har lavere balansepris
Afrodite	70	-31%	Lavere priser hos underleverandører
King Lear/Julius	68	-38%	Positiv avgrensning med Julius, fortsatt stor usikkerhet
Wisting	67	-35%	Stor usikkerhet, vil ha stor nytte av positiv avgrensning
Ormen lange LP	66	11%	Konseptvalg usikkert, prosjektet utsatt i 2014 pga høye kostnader
Alta/Gohta	66	-7%	Kostnadsreduksjon sammenlignbar med JC forventet
Asterix	61	-34%	Lavere priser hos underleverandører
Gjennomsnitt	60	-16%	Gjennomsnittlig balanseprisendring i utvalget: -16%
Hod IOR	58	-4%	
Garantiana	52	-10%	Oppgradert ressursbase, lavere priser hos underleverandører
Johan Castberg	51	-29%	Signifikant capex reduksjon annonsert av Statoil. Balansepris rundt 45 USD/bbl kommunisert av Statoil
Snadd N	48	-59%	Signifikant ressursoppgradering
Skarvfjell	43	0%	
Pil/Bue	40	-35%	Oppgradert ressursbase, lavere priser hos underleverandører
Johan Sverdrup, fase 2	39	26%	Nye kostnadsestimater fra Statoil indikerer høyere kostnader enn forventet i 2014
Oseberg Vestflanken	37	-34%	Kostnadsreduksjon knyttet til SOS utbyggingsløsning*

*SOS=Subsea on a stick
Source: Rystad Energy analyser

Boreteknologi står sentralt for å styrke Barentshavets konkurransekraft

Det er flere teknologiske områder som er spesielt krevende når det gjelder boring og produksjon av grunne reservoar med lavt trykk og temperatur:

1) Boring av horisontale brønner.

Det lave trykket kombinert med geologien krever horisontale brønner for å få høy nok produksjon og lønnsom utbygging. Boring og brønnsk kontroll av horisontale brønner er krevende med kort avstand å bygge vinkel rask nok fra havbunn til topp reservoar. I tillegg er det små trykkmarginer mellom pumpetrykk og sprekketrykk som gir utfordringer når det gjelder hullrensing og brønnsk kontroll. Boring av avlastningsbrønn ved utblåsning kan også være en utfordring.

2) Kunstig løft.

Det lave trykket krever også nedihullspumper (ESPs) for å få høy nok produksjon og disse har begrenset levetid.

3) Vanninjeksjon.

Risiko for oppsprekking til havbunnen grunnet det tynne laget over reservoaret.

4) Undervannssystem med spredte brønner.

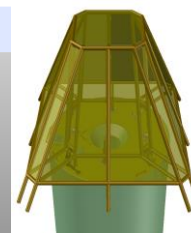
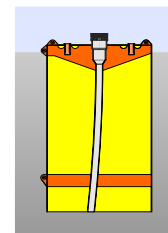
Behov for enkeltbrønns-templates.

Mulige teknologier Barentshavet sørøst

NeoDrill (1 og 4)

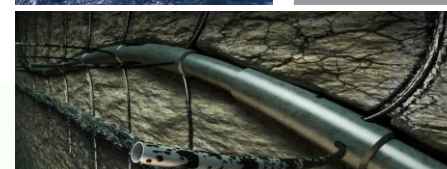
- Fundament for enkeltbrønner
- Prebøyde foringsrør

NeoDrill



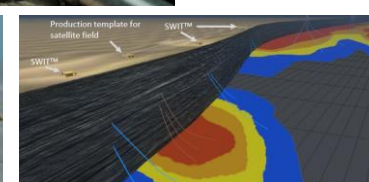
Fishbones (1) Demo2000

- Øker produksjonen kontaktflate per brønn
- Testet i tette reservoar på Smørbukk



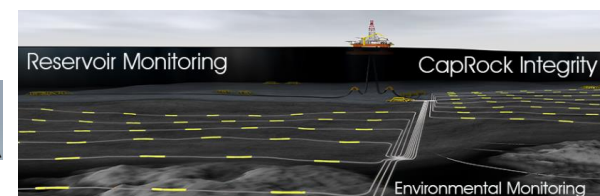
Seabox (3) Demo2000

- Subsea vanninjeksjon
- Reduserer krav til dekkskapasitet FPSO
- Spredning av injeksjonsbrønner



Octio (4) Demo2000

- Tidlig varsling av lekkasje til havbunnen ved bruk av seismikk på havbunnen



Kilde: Rystad Energy; OMV, Statoil, Lundin, OG21

Balanseprisnivået i Barentshavet er konkurransedyktig med andre offshore provinser

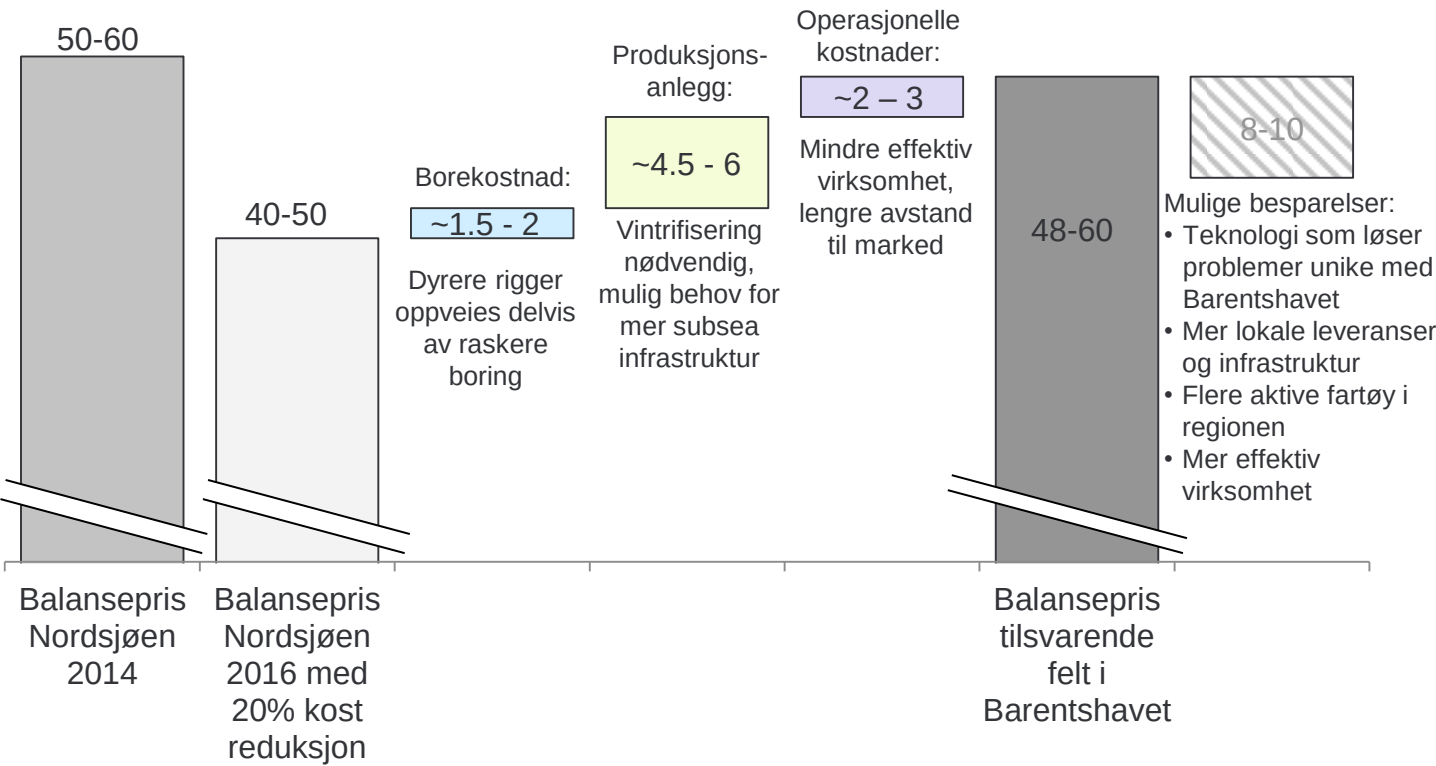
Basert på separate analyser rundt ulike kostnadeselementer og drivere, kan man oppsummere forskjellen i balansepris, såkalt «break-even oljepris», mellom en mulig utvikling i Nordsjøen og en tilsvarende utbygging i Barentshavet.

I 2014 studiet ble det estimert at balanseprisen i Barentshavet ble ca 16% høyere enn tilsvarende felt i Nordsjøen. Gitt en generell 20% kostnadsreduksjon som følge av lave oljepriser gir dette tilsvarende balansepriser på mellom 48 og 60 USD per fat for Barentshavet. Denne vil kunne variere avhengig av ulike feltkarakteristikker.

Det er få «tilsvarende» felt i Nordsjøen, hvilket vil kunne gjøre utbygginger i Barentshavet konkurransedyktige. De fleste store ikke besluttede felt i Norge ligger nå i Barentshavet.

Dersom aktiviteten øker og lokal kapasitet blir bygget opp kan man potensielt få ned balanseprisen med 2-4 USD per fat. Videre er det viktig for Wisting og Barentshavet Sørøst å finne gode løsninger relatert til grunne reservoar for å øke utvinning og redusere kostnader. Dette vil ytterligere kunne redusere balanseprisen rundt 6 USD/bbl.

Sammenligning av balansepris for en utbygging i Barentshavet USD/fat olje



Kilde: Rystad Energy analyser