

# INDIKATORER PÅ HMS- UTFORDRINGER I UTBYGGINGSPROSJEKTER

---

Rapport utarbeidet for Petroleumsstilsynet  
Januar 2022



## Revisjon og godkjenningsskjema

RAPPORT		
Tittel Indikatorer på HMS-utfordringer i utbyggingsprosjekter		
Rapport Nr. Saks nr. 2021/316	Revisjonsdato 12/1-22	Rev. Nr. 2
Oppdragsgiver Petroleumstilsynet	Kundekontakt Per Eivind Steen	Prosjektnummer

Navn	Dato	Signatur
Utarbeidet av Odd Kjønøy og Jonas Odland	12/1-22	<i>Odd Kjønøy og Jonas Odland</i>
Verifisert av Helge Hatlestad	12/1-22	<i>Helge Hatlestad</i>
Godkjent av Bengt Hope	12/1-22	<i>Bengt Hope</i>

Rev. Nr.	Revisjonshistorie	Dato	Utarbeidet	Verifisert	Godkjent
2	Endelig rapport	12/1-22	OK/JO	HH	BH
1	Utkast	15/11-21	OK/JO	HH	BH

## Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag .....	6
2	Introduksjon.....	8
3	Tid, kost, kvalitet, helse, miljø og sikkerhet påvirker hverandre .....	10
4	Bakgrunn.....	13
4.1	Endrede rammevilkår .....	13
4.2	Et stort antall prosjekter med PUD i 2022.....	13
4.3	Satellittfelt; ett funn – to prosjekter.....	14
5	Metodikk for å velge ut risikobaserte indikatorer .....	16
5.1	Sammenheng med regelverket .....	16
5.2	Kriterier for å kunne bruke informasjonen til indikator.....	16
5.3	Gruppering av indikatorer .....	17
5.4	Ulikt fokus de i ulike fasene i prosjektet.....	17
5.5	Informasjonen må være tilgjengelig når det er bruk for den og for den som har bruk for den .....	18
5.6	Typiske kilder til informasjon i et prosjekt .....	18
5.6.1	<i>Deltakelse i lisensarbeid og statusmøter .....</i>	<i>18</i>
5.6.2	<i>Månedrappotertering .....</i>	<i>18</i>
5.6.3	<i>Prosjektets risikomatriser .....</i>	<i>18</i>
5.6.4	<i>Beslutningsdokumenter.....</i>	<i>19</i>
5.6.5	<i>RNNP .....</i>	<i>19</i>
5.6.6	<i>Planer .....</i>	<i>19</i>
5.6.7	<i>Avtaler.....</i>	<i>19</i>
6	Foreslåtte indikatorer .....	20
6.1	Metodikk for utvelgelse av indikatorer .....	20
6.2	Resultat av utvelgelsen.....	21
6.3	Definisjon av de enkelte indikatorene.....	22
6.3.1	<i>HMS-utfordringer .....</i>	<i>24</i>
6.3.2	<i>Prosjektkompleksitet .....</i>	<i>26</i>
6.3.3	<i>Modenhet ved beslutningspunkter .....</i>	<i>27</i>
6.3.4	<i>Kompetanse .....</i>	<i>28</i>
6.3.5	<i>Realisme i mål og ambisjoner.....</i>	<i>29</i>
6.3.6	<i>Involvering av stakeholdere.....</i>	<i>30</i>
6.3.7	<i>Styringssystem.....</i>	<i>31</i>
6.3.8	<i>System for oppfølging .....</i>	<i>32</i>
6.3.9	<i>Rammevilkår .....</i>	<i>33</i>
6.4	Visualisering av indikatorer .....	34
7	Mulig omfang av database for historiske prosjekter .....	36
7.1	Oppbygging av database.....	37
7.2	Utvalg av prosjekter .....	38
7.3	Kommentarer til utvikling i oljepris og kostnader .....	40
7.4	Nøkkeltall/forholdstall .....	42
7.5	Kostnader og kostnadskategorier.....	44
8	HMS/kvalitet i planleggingsfasen .....	46
8.1	Arbeidsprosesser .....	46
8.2	Viktige begrep innen sikkerhetsarbeidet .....	46
8.3	Hoved sikkerhetsfunksjoner.....	47

8.4	Konseptvalgprosess .....	49
8.5	Teknisk modning og kvalitet .....	50
8.5.1	<i>Nye løsninger versus standardisering</i> .....	50
8.5.2	<i>Teknologikvalifisering</i> .....	50
8.6	Vektkontroll .....	51
8.6.1	<i>Byggemetoder</i> .....	51
8.6.2	<i>Vekt av dekkсанlegg</i> .....	51
8.6.3	<i>Vekt optimalisering</i> .....	52
9	Prosjektgjennomføring .....	53
9.1	Styringsparametre .....	53
9.2	Gjennomføringstid og kostnader .....	53
9.3	Utbyggingskonsept .....	54
9.4	Avstand for overføring av brønnstrøm .....	54
9.5	Ombygging/modifikasjon av plattformer .....	54
9.6	Vekt og vektoppfølging .....	54
9.7	Verdikjedeprojekt/infrastrukturprosjekt .....	54
10	Parametre som karakteriserer petroleumfelt .....	55
10.1	Parametre og indikatorer .....	56
10.2	Rammebetingelser .....	57
10.2.1	<i>Geografisk plassering</i> .....	57
10.2.2	<i>Vanndyp</i> .....	58
10.2.3	<i>Reservoardyp</i> .....	58
10.2.4	<i>Reservoarets areal/utstrekning</i> .....	59
10.3	Utvinnbare reserver, antall brønner og reservoarets kompleksitet .....	59
10.3.1	<i>Reservoartyper</i> .....	59
10.3.2	<i>Utvinnbare reserver</i> .....	59
10.3.3	<i>Ressurstetthet</i> .....	60
10.3.4	<i>Reservoarkompleksitet og utvinningsgrad</i> .....	60
10.3.5	<i>Antall brønner</i> .....	61
11	Utvalgte data fra IKM Aconas datasamling .....	62



## Liste over forkortelser

CAPEX	Capital expenditure (investeringskostnad)
CCE	Current control estimate
DG2	Decision gate 2 (Beslutning om videreføring)
DG3	Decision gate 3 (Beslutning om gjennomføring)
DG4	Decision gate 4 (Beslutning om produksjonsstart)
FAR	Fatal accident rate
FPSO	Floating production, storage and offloading unit (produksjonsskip)
FSO	Floating storage and offloading unit (lagerskip)
GNOK	Milliard norske kroner
HMS	Helse miljø og sikkerhet
HP/HT	High pressure/high temperature
KPI	Key performance indicator
MSL	Mean sea level
OD	Oljedirektoratet
PBS	Physical breakdown structure (NORSOK Z-104)
PDO	Plan for development and operation
Ptil	Petroleumstilsynet
PUD	Plan for utbygging og drift
RCI	Reservoir complexity index
Rf.	Rammeforskriften
SAB	Standard activity breakdown (NORSOK Z-104)
Sf.	Styringsforskriften
SPS	Subsea production systems
UCCI	Upstream capital costs index
UFR	Umbilicals, flowlines and risers

## Referanser

Utredning av feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel – Hovedrapport, Acona, 2018 - Link til Ptils hjemmesider: <https://www.ptil.no/fagstoff/utforsk-fagstoff/prosjektrapporter/prosjektrapporter-2019/utredning-av-feltutbyggingsprosjekter-pa-norsk-sokkel/>

## 1 Sammendrag

Porteføljen av funn som er under planlegging for utbygging påvirkes av rammevilkårene til enhver tid. Spesielle skattefordeler for nye prosjekter med PUD i løpet av 2022 gjør at et stort antall nye prosjekter er under vurdering for utbygging akkurat nå. Dette medfører økt etterspørsel, tidsnød og press i markedet. En overveiende andel av prosjektene omfatter funn som skal knyttes opp mot eksisterende infrastruktur.

IKM Acona har gjennomført en studie for Petroleumstilsynet for å se på om det er mulig å finne indikatorer som kan brukes til å identifisere HMS-utfordringer i prosjektene. Det har vært fokus på planleggingsfasen (fram til PUD) i denne rapporten.

HMS i gjennomføring og drift henger nøye sammen med planlegging. I tidligere rapporter har IKM Acona vist at det er en sterk sammenheng mellom modenhet av beslutningsunderlag og HMS-ytelse og kvalitet i prosjektet. Umodenhet viser seg i gjennomføringen i form av kostnadsoverskridelser og forsinkelse og det følger ofte med dårlig HMS-standard i slike prosjekter. Slett HMS i seg selv, f.eks. i form av lav brukervennlighet, feil design, osv. påfører prosjektet økte kostnader og forsinkelser.

Rapporten presenterer en rekke ulike indikatorer som kan være med på å karakterisere utbyggingsprosjekter. Disse er valgt for å kunne peke ut områder innen et prosjekt som krever ekstra oppfølging eller som framstår som krevende. Indikatorene kan benyttes for enkeltprosjekter og til å vise forskjeller og sammenhenger i en portefølje av prosjekter. Indikatorene dekker ulike områder og gir sammen en oversikt over prosjektet sett fra flere vinkler:

- HMS
- Prosjektets kompleksitet
- Modenhet ved beslutningstidspunkt
- Kompetanse
- Realisme i mål og ambisjoner
- Involvering av stakeholdere
- Styringssystem
- System for oppfølging
- Rammevilkår

Det er lagt vekt på at det skal være mulig å benytte denne tilnærmingen uten å ha tilgang på detaljert dokumentasjon om prosjektet.

Rapporten gir definisjon på de ulike indikatorene og forslag til tolkning av status slik at resultatet kan visualiseres f.eks. ved hjelp av trafikklys.

Videre presenterer vi i rapporten informasjon som kan brukes til å sammenligne et nytt prosjekt med allerede gjennomførte prosjekter som har lignende karakteristikk. Dette er data fra en lang rekke prosjekter på norsk sokkel gjennom en årrekke.

---

## English summary

At any given time, the market conditions influence the portfolio of discoveries that are in the planning phase for development. Favourable tax rules for projects with PDO submittal within 2022 are among the reasons that a large number of projects are currently in the evaluation phase for development. This causes increased demand, time constraints and pressure in the market. A major portion of the projects include discoveries that are to be tied back to existing infrastructure.

IKM Acona has performed a study for the Petroleumstilsynet to see if it possible to find suitable indicators to detect HSE challenges in the projects. This report focuses on the planning phase up to submission of the PDO.

The standard of HSE in execution and operation is closely related to the quality of the planning. In earlier reports IKM Acona has shown a strong link between maturity of the decision basis for the project and HSE performance and quality. Immaturity materialises in cost overruns and delays and often poor HSE performance. Poor HSE performance on its own in the form bad working environment, design errors etc. causes increased cost and delays in the project.

The report introduces different indicators that can characterise a development project. The indicators are chosen to be able to point at areas within the project that needs extra follow-up or that appear challenging. The indicators can be used for individual projects and to compare projects. The indicators assess different areas and together will give a multi-angled view on the project:

- HSE
- Project complexity
- Maturity at decision gates
- Competence
- Realism in goals and ambitions
- Involvement of stakeholders
- Management system
- System for follow-up
- Frame conditions

The intention is that it will be possible to use this approach without detailed knowledge of all documentation in the project.

The report gives definitions of the indicators and offers suggestions on how to interpret the information and give a status value so that the result can be easily visualised.

Further, based on data gathered from a long range of projects on the Norwegian continental shelf, the report presents information that can be used to compare a new project with already completed projects with similar characteristics.

## 2 Introduksjon

I 2018 og 2019 gjennomførte IKM Acona en utredning av utbyggingsprosjektene på feltene Goliat, Aasta Hansteen og Ivar Aasen. Utredningen inneholder mange gode lærepunkter både for oljeselskapene, leverandørene og myndighetene.

For å sitere Ptil: «De fleste utbyggingene på norsk sokkel gjennomføres i henhold til plan for utbygging og drift (PUD), men enkelte utbygginger har imidlertid hatt utfordringer med betydelige overskridelser, både i kostnader og gjennomføringstid. Dette kan også påvirke helse, miljø og sikkerhet.

Ptil har nå fått utført en grundig utredning av tre feltutbyggingsprosjekt for å identifisere lærepunkter med relevans for helse, miljø og sikkerhet. Utredningen er ett av flere oppfølgingspunkt etter stortingsmeldingen om HMS som kom i fjor (Meld. St. 12 (2017-2018) Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten).

Målet med utredningen har vært å identifisere utfordringer, bakenforliggende årsaker og anbefalinger til forbedringstiltak i selskapenes gjennomføringsmetodikk og myndighetenes oppfølging.»

Manglende kontroll og styring av prosjektet i planleggingsfasen og byggefasen har en direkte påvirkning på kvalitet og dermed økt risiko for HMS-hendelser i drift. Det ligger mye lærdom i rapporten og Ptil anbefaler aktørene å sette seg inn i dette både når det gjelder forbedringspunkter, men også fortsette med det som fungerer godt. Det siste punktet refererer til at gode systemer gir gode prosjekter hvis det er god etterlevelse. Involvering av interessenter og spesielt arbeidstakerne er viktige prinsipper å ta med seg videre for å sikre helse, miljø og sikkerhet.



**Figur 2-1 Oppfølging av HMS i ulike faser**

Denne rapporten er på mange måter en videreføring av dette arbeidet. Førrige rapport var tilbakeskuende med søkelys på hva som fungerte bra og hvorfor det ikke gikk slik som planlagt. Denne gang har vi sammen med Ptil sett på hvordan det kan være mulig å evaluere

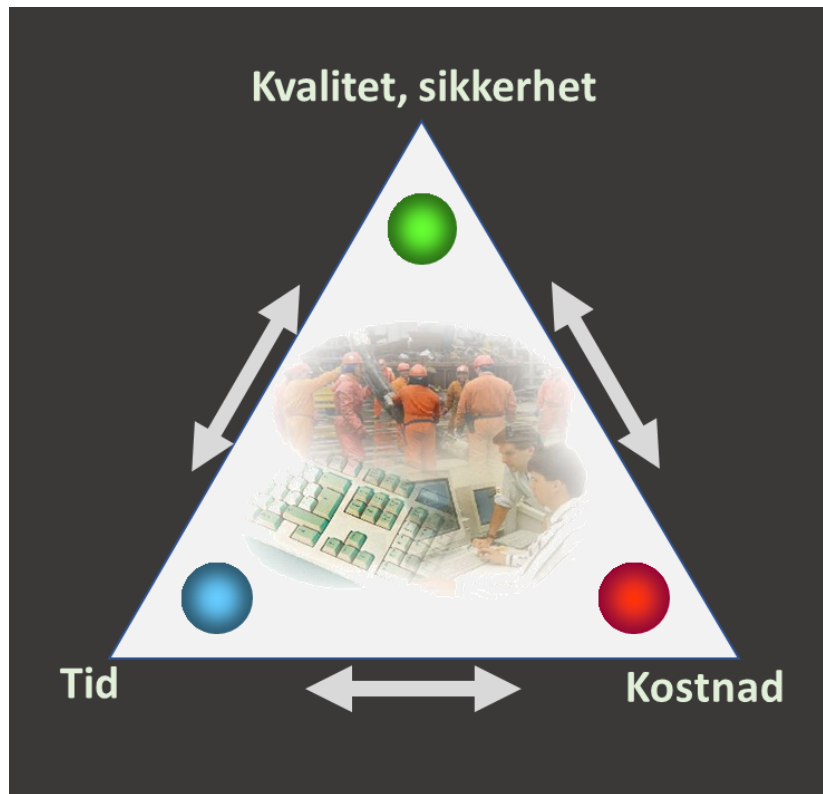
---

prosjekter i planleggingsfasen i forhold til god praksis og å identifisere om prosjektet har områder hvor det kan være nødvendig med tettere oppfølging og har identifisert en rekke indikatorer som kan brukes til dette.

Figur 2-1 viser hvordan denne rapporten henger sammen med det tidligere arbeidet når vi ser på nye prosjekter. Det er et stort antall prosjekter som er i planleggingsfasen for PUD akkurat nå og rapporten fokuserer mest på denne fasen. Det er i denne fasen at grunnlaget legges: Hvor vellykket planleggingen har vært vil vise seg i gjennomføringsfasen. Da vil det være fokus på å avdekke avvik og endre på en mulig negativ utvikling.

### 3 Tid, kost, kvalitet, helse, miljø og sikkerhet påvirker hverandre

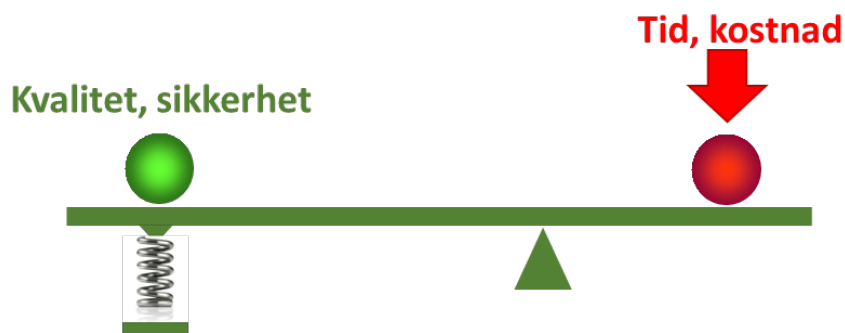
Oppfyllelse av HMS-krav er ett av aspektene som beskriver et godt prosjekt. Alene sier det oss ikke noe om prosjektet er godt når det gjelder andre kvaliteter og om prosjektet er lønnsomt. Erfaring viser at et prosjekt som ikke har kontroll på kostnader eller gjennomføring heller ikke har kontroll på HMS.



**Figur 3-1 Forholdet mellom kvalitet og sikkerhet og tid og kostnad i et prosjekt**

Figur 3-1 viser denne sammenhengen som en trekant. Sikkerhet og kvalitet står øverst i trekanten. Avvik oppstår på grunn av urealistiske forventninger og/eller svak prosjektgjennomføring og vil føre til et press på de to andre hjørnene i trekanten ved at mangler kompenseres ved å bruke lenger tid og/eller mer penger.

For en stor plattform kan mangel på tid føre til at arbeid som skulle ha vært ferdig på verftet flyttes offshore. Dette betyr økt risiko for personell og økte kostnader fordi det medfører flere arbeidstimer offshore og personellforflytninger. Feilvurderinger i den tidlige prosjekteringsfasen fører til at en må endre løsning underveis i prosjektet.



**Figur 3-2 Kvalitet/sikkerhet og tid/kostnad øver gjensidig press på hverandre**

Slike endringer underveis i prosjektet kan lett føre til effekter som det kan være vanskelig å forutse på det tidspunkt beslutningen tas.

Utilsiktete konsekvenser av konseptvalget kan vise seg underveis. Utfordringene knyttet til balansering av tid, kostnad og kvalitet/HMS som illustrert i Figur 3-2 blir derfor ofte først synlige sent i prosjekteringsfasen eller i utbyggingsfasen.

I fasen etter at PUD er levert og prosjektet er i gang er det rekke parametre som kan følges opp; vekt (totalt og på disiplinivå), kostnader, tidsforbruk, oppnåelse av milepæler, HMS statistikk osv. Det er dermed mulighet for å iverksette korrigerende tiltak hvis prosjektet skulle utvikle seg i feil retning.

I utredningen fra 2019 er det referert til «10 bud for god prosjektoppfølgning» som oppsummerer dette.

1. Gode HMS resultat = høy verdiskapning
2. En god, grundig konseptvalgsprosess uavhengig av selkapspolitiske hensyn legger grunnlaget for all fremtidig verdiskapning (og for god HMS)
3. «Riktig» teknisk detaljering/modning ved DG2 og DG3 samt fornuftig bruk av ny teknologi er de viktigste forutsetningene for et vellykket prosjekt
4. Prosjektorganisasjonen må sikre læring og erfaringsoverføring og ha et klart definert ansvar med tilhørende delegering av myndighet og en gjennomgående «One team» holdning
5. Tidlig involvering av verneapparat og fremtidig driftspersonell er avgjørende for HMS kvaliteten i sluttproduktet
6. Prosjekt- og kontrakts gjennomføringsstrategier må være tilpasset prosjektets kompleksitet og markedets kapabilitet (endres over tid)
7. Prekvalifisering og kontraktsevaluering for nøkkelkontrakter må i langt større grad enn i dag vektlegge kontraktors gjennomføringsevne, risikoforståelse og kompetansenivå

- 
8. Oppfølgingsteamet må ha god kompetanse på risiko- og prosjektstyring, kontraktens arbeidsinnhold, kontraktors kultur og holdninger samt sikre kontinuitet i nøkkelposisjoner (hos kontraktor og i eget team)
  9. Teknisk dokumentasjon og prosjektstatus må alltid være 100 % sannferdig og være tilgjengelig for partnerskapet og myndighetene til enhver tid
  10. Prinsipper, kriterier og ansvarsfordeling for uttesting av anlegget, overlevering til drift og for oppstart av produksjonen må etableres tidlig for å oppnå en sikker oppstart



## 4 Bakgrunn

Porteføljen av funn som er under planlegging for utbygging påvirkes av rammevilkårene til enhver tid. Spesielle skattefordeler for nye prosjekter med PUD i løpet av 2022 gjør at et stort antall nye prosjekter er under vurdering for utbygging akkurat nå. Dette medfører en økt etterspørsel og press i markedet. En overveiende andel av prosjektene omfatter funn som skal knyttes opp mot eksisterende infrastruktur.

### 4.1 Endrede rammevilkår

Rammevilkårene for norsk sokkel endres kontinuerlig. Det vanligste er endringer i oljepris. Det påvirker mulighet for realisering av nye prosjekter da oljepris i tillegg til ressurspotensial er de viktigste faktorene for å vurdere lønnsomheten i nye prosjekter. Forventning om høy oljepris fører ofte til at flere prosjekter igangsettes med mål om utbygging og at letevirksomheten øker. Det fører også ofte til at kostnadene øker da markedet tilpasser seg den økte etterspørselen. Lave oljepriser har vært en pådriver for ny teknologi som kan gjøre utbygninger mer kostnadseffektive. Dette er kjente effekter.

I forbindelse med det dramatiske oljeprisfallet i 2020 i kombinasjon med COVID-19 pandemien bestemte norske myndigheter seg for å lage insentiver som gjør at prosjekter som det leveres PUD for innen desember 2022 vil få gunstigere skattemessige betingelser enn det som er vanlig. Dette har medført en opphopning av funn som er under evaluering for utbygning med mål om å levere en PUD innen denne fristen. Dette vil skape et økt behov for personell til å planlegge utbygninger og også ikke minst til gjennomføring og oppfølging av de nye prosjektene.

I tillegg til dette står vi også foran et «grønt skifte». Dette betyr at det vil skapes nye jobber når oljealderen er over, men det betyr også at det kommer til å bli større etterspørsel etter fagkompetanse. Dette kan medføre ytterligere press på ressurser til å gjennomføre utbygninger for olje- og gassindustrien.

### 4.2 Et stort antall prosjekter med PUD i 2022

Antallet konkrete prosjekter er vanskelig å fastslå nøyaktig da en rekke av disse er på et tidlig stadium og har ikke formelt passert DG1 (beslutning om konkretisering) ennå. Noen omfatter også flere funn i ulike lisenser som et felles prosjekt. IKM Acona har anslått at når dette skrives er rundt 30-40 nye feltutbygginger under evaluering med et mål om PUD i 2022.

Hva er det som karakteriserer disse nye prosjektene?

- Minst 80% av disse er Subsea tie-backs.
- Resten har en selvstendig utbyggingsløsning som et av alternativene. Det er sannsynlig at en del av disse kommer til å ende opp som en undervanns tilknytning til eksisterende infrastruktur.
- Mange eksisterende innretninger må oppgraderes i større eller mindre grad for å kunne ta imot ny produksjon.
- Ny produksjon kan for en del innretninger bety forlenget levetid.
- Det er kort modningstid for en del av disse prosjektene.
- Det er en blanding av aktører med lang erfaring og nye aktører med mindre erfaring i utbyggingsammenheng som er operatør eller rettighetshaver for disse prosjektene.

Oversikt over ulike funn og rettighetshavere kan f.eks. finnes på [norskpetroleum.no](http://norskpetroleum.no). I tillegg til feltutbyggingene er det en lang rekke andre tiltak under vurdering i samme periode. Dette inkluderer rørledningsprosjekter, elektrifisering og modifikasjon av landanlegg.

### 4.3 Satellittfelt; ett funn – to prosjekter

For utbygging av nye funn snakker vi om to hovedkategorier; selvstendige utbygginger og tie-back prosjekter hvor produksjonen knyttes opp til eksisterende prosesseringskapasitet og infrastruktur. Dette skjer i form av satellittutbygginger med undervanns produksjons eller brønnhodeplattformer med tilknytning til eksisterende infrastruktur. Denne typer prosjekter utgjør en meget stor andel av de prosjektene som nå planlegger en PUD i 2022.

Slike prosjekter er for alle praktiske formål to separate prosjekter; satellittprosjektet og modifikasjonsprosjektet.

Undervannsutbyggingen består i utplassering av brønnrammer, boring av produksjonsbrønner og eventuelle injeksjonsbrønner, installasjon av undervanns produksjonsutstyr og rørledninger og kontrollkabler for oppkobling mot en vertsinnetning.

Brønnhodeplattformer kan ha ulik grad av bemanning. Normalt ubemannede plattformer er det vanligste, men det er også en ny utvikling i form av såkalte «walk-to-work» plattformer med minimalt av fasiliteter for personell.

Modifikasjonsprosjektet består av selve oppkoblingen av funnet til en vert; tie-in delen, og modifikasjonen av vertsinnetningen for å kunne motta og behandle brønnstrømmen. En slik modifikasjon kan variere i kompleksitet avhengig av tilgjengelig kapasitet og funksjonalitet på vertsinnetningen.

De to prosjektene har som regel hver sin prosjektleder.

Det nye funnet tilhører som oftest en annen lisens med forskjellig sammensetning av rettighetshavere enn verten. Operatør for verten behøver heller ikke være rettighetshaver i satellittfeltet.

Selv om operatøren for begge prosjektene skulle være den samme kan det likevel være at prosjektene rapporterer til hver sin del av organisasjonen fordi de tilhører ulike «assets». I tidligfasen av slike prosjekter er det derfor vanskelig å ha full oversikt over alle grensnett mellom de to prosjektene. Noen av utfordringene henger sammen med samordning av tekniske løsninger og planer. Det ene prosjektet kan også ha egne utfordringer uavhengig av det andre.

Typiske utfordringer inkluderer:

- Satellittprosjektet:
  - Boring av brønner og forsinket leveranse eller installasjon av utstyr som kan påvirke planlagt oppstart
- Modifikasjonsprosjektet:
  - Antall tilgjengelige sengeplasser
  - Grad av pre-fabrikering
  - Prioritering i forhold til andre aktiviteter
  - Dette påvirker gjennomføringstid og forsinkelser og kan påvirke oppstart

- Det kombinerte prosjektet:
  - Betingelser for tilknytning og prosesseringstariffer kan påvirke konseptvalg eller lønnsomhet
  - Måletekniske utfordringer knyttet til produksjonsallokering
  - Prioritet mellom ulike brukere av vertsinstallasjon
  - Samordning av planer
  - Samordning av kravspesifikasjoner

## 5 Metodikk for å velge ut risikobaserte indikatorer

Det får oppmerksomhet hvis et prosjekt får store overskridelser i kostnader, betydelige utsettelse eller utfordringer i forhold til sikkerhet og miljø. Denne delen av rapporten handler om hvordan en kan velge ut indikatorer som kan brukes i oppfølging av prosjekter. Indikatorene skal si noe om hvordan prosjektet kan utvikle seg og fange opp ting før de utvikler seg i feil retning. Disse indikatorene vil være nyttige både for myndighetene, operatør, partnere og andre interessenter i et prosjekt.

Konkrete mål eller målområder er utgangspunktet for å definere indikatorer for oppfølging både i prosjektdefineringsfasen og gjennomføringsfasen. Med referanse til kapittel 2.1 «Tid, kost, kvalitet og sikkerhet påvirker hverandre» kan en se for seg noen naturlige målområder:

- Kontroll på helse, miljø og sikkerhet i prosjektutvikling
- Kontroll på helse, miljø og sikkerhet i driftsfasen
- Kontroll på kostnader
- Kontroll på gjennomføring (forsinkelser)
- Kontroll på kvalitet

### 5.1 Sammenheng med regelverket

Norsk petroleumsvirksomhet er regulert gjennom lover og forskrifter som innebærer at alle sentrale aktiviteter i alle faser av petroleumsvirksomheten krever tillatelse, samtykke og godkjenninger fra myndighetene. Systemet bidrar til å gi myndighetene god styring og kontroll med petroleumsvirksomheten, fra leting etter petroleumforekomster, utbygging og utvinning, til avslutning av virksomheten.

HMS-regelverket omfatter en rekke forskrifter. En fullstendig oversikt finnes på Petroleumstilsynets hjemmesider. De mest aktuelle i forbindelse med å identifisere indikatorer som kan påvirke helse, miljø og sikkerhet i utbyggingsprosjekter omfatter petroleumsløven, rammeforskriften, styringsforskriften og aktivitetsforskriften.

Vi har valgt ut noen relevante elementer fra disse som vi kan knytte de foreslåtte indikatorene opp mot. Merk at regelverket er funksjonsbasert. Det er heller ikke en eksakt match mellom indikatorene og regelverksparagrafene siden kravene i forskriftene er for sammenhengende til at en kan plukke opp enkeltparagrafer som på egne ben bygger opp under indikatoren/temaet. Referansene er derfor ment som eksempler på hvordan indikatorene kan føres tilbake til hensikten med regelverket.

### 5.2 Kriterier for å kunne bruke informasjonen til indikator

De indikatorene som velges ut må tilfredsstillere flere kriterier for å kunne være nyttige.

- Informasjonen må være egnet til å si noe om hvordan prosjektet kan utvikle seg i forhold til et eller flere av målområdene.
- Informasjonen om indikatoren må være mulig å tallfeste eller gis en subjektiv vurdering av
- Informasjonen må være tilgjengelig
- Informasjonen må foreligge i en slik form at den kan benyttes som beslutningsgrunnlag for videre oppfølging

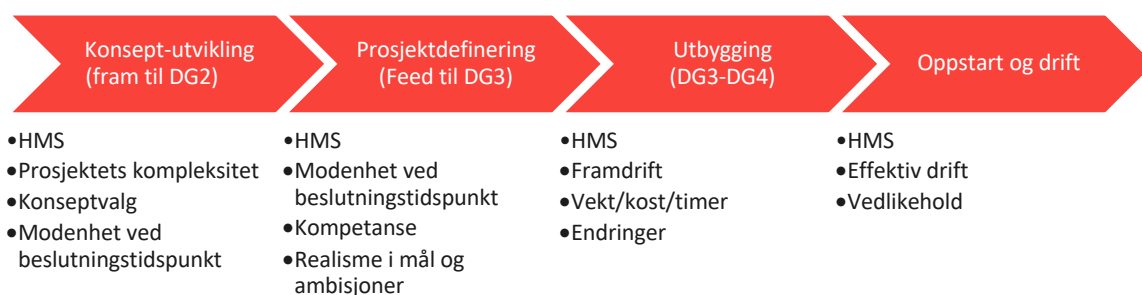
Det er en utfordring at informasjonen ikke alltid tilgjengelig i den grad en skulle ønske. En må derfor også ta kvaliteten på informasjonen med i betraktningen når en vurderer status på en bestemt indikator.

### 5.3 Gruppering av indikatorer

Det er flere indikatorer som kan si oss noe om hvert av de ulike målene og en enkelt indikator kan si noe om flere ulike mål. Det er derfor ansett som hensiktsmessig å gruppere indikatorene mest mulig tematisk med hensyn på typen informasjon de inneholder i forhold til det enkelte mål som vist senere i rapporten i 6.1.

### 5.4 Ulikt fokus de i ulike fasene i prosjektet

I prosjektdefinisjonsfasen kan det være forskjellige ønsker en prøver å oppfylle på en gang i jakt på det beste konseptet. Det kan derfor være utfordrende å vite hvor en skal fokusere oppfølgingen. Etter at beslutningen om utbygging er passert er det lettere å konkretisere målbare parametre da de store beslutningene er tatt og fokus er på en trygg og forutsigbar gjennomføring av et definert prosjekt.



Figur 5-1 Fokus endres gjennom prosjektets faser

Svakheter i prosjektdefineringsfasen og gjennomføringsfasen vil ofte gi HMS-utfordringer i oppstartsfasen og driftsfasen av innretningene. HMS-utfordringer er vevd sammen med de generelle utfordringene i prosjektet og det ene påvirker det andre.

Utfordringene knyttet til balansering av tid, kostnad og kvalitet/HMS blir først synlige i utbyggingsfasen. I denne fasen er det enklere å identifisere avvik fra planer fordi en har et budsjett å sammenligne med og kan iverksette tiltak for å snu en uønsket utvikling. Utvikling og trender i en rekke parametre kan registreres – vekt (totalt og på disiplinnivå), kostnader, tidsforbruk og oppnåelse av milepæler samt diverse etablerte HMS parametre.

Det er likevel slik at mange prosjektutfordringer i utbyggingsfasen burde være kjent allerede fra starten. I prosjektdefineringsfasen må en derfor prøve å finne indikatorer som kan si noe om hva som kan skje i framtiden. Svakheter i underlaget for beslutninger eller snarveier tatt tidligere i prosjekt kommer til syne som overraskelser. Andre utfordringer kommer som konsekvens av konseptvalget.

I prosjektdefineringsfasen er det derfor hensiktsmessig å se på prosessene rundt modning i prosjektet og at en har et godt beslutningsgrunnlag for neste fase i prosjektet. Dette er spesielt viktig ved DG2 og DG3.

## 5.5 Informasjonen må være tilgjengelig når det er bruk for den og for den som har bruk for den

Typiske interessenter (stakeholdere) i et utbyggingsprosjekter er:

- Eierne – gruppen av rettighetshavere
- Byggherren – operatøren
- Tilsynsmyndigheter – f.eks. Ptil og OD
- Godkjennende myndigheter – Stortinget, Regjeringen, OED
- Andre interessenter – NGOer, pressen etc.

En god del formell rapportering er fastlagt i lover og forskrifter, samarbeidsavtalen i lisensen osv. De forskjellige interessentene som kan være med å påvirke prosjektet har tilgang på ulik informasjon, til ulik tid, med ulik aktualitet og detaljeringsgrad. For Ptil og mange av aktørene må kanskje noe av informasjonen etterspørres når det er behov for den for de skal kunne ivareta sin funksjon eller rolle. Dette er en utfordring også for partnerne i den lisensen som gjennomfører prosjektet. Partnerrollen må utøves aktivt for å kunne oppfylle på-se-plikten.

## 5.6 Typiske kilder til informasjon i et prosjekt

### 5.6.1 Deltakelse i lisensarbeid og statusmøter

Direkte deltakelse i lisensens arbeid gir mulighet for mulighet til dialog og anledning til å etterspørre utfyllende informasjon.

### 5.6.2 Månedsrapporing

I tidlige prosjektfaser er det mindre standardisert rapportering og det fokuseres mer på beslutningsunderlag når en passerer milepæler (DG-passeringer).

I Feed -fasen (mellom DG2 og DG3) er det mest oppmerksomhet rundt å framskaffe dokumentasjon, anbudsgrunnlag og PUD. Så lenge det valgte konsept ikke endres underveis gir dette en mulighet til å følge med på om prosjektet utvikler seg i ønsket retning.

Etter DG3 rapporterer prosjektene ofte på oppdaterte kontrollestimater (CCE). Dette gjør det enkelt å følge med på hvordan prosjektet ligger an til enhver tid i forhold til siste plan. Estimatenes oppdateres typisk 2 ganger i året. Dette er fordelaktig, så lenge rapporteringen er sannferdig, fordi en da kan fokusere på de umiddelbare tiltak som prosjektet må iverksette. Ulempen med denne måten å rapportere på er at fokus er på siste plan. Langsiktige trender i forhold til investeringsestimater er verre å få øye på, men informasjonen for å vurdere dette er likevel tilgjengelig.

### 5.6.3 Prosjektets risikomatriser

Prosjektets risikomatriser gir ofte en indikasjon på hva som er de største usikkerhetene som kan true prosjektet.

For hver risiko er det knyttet avhjelpende aksjoner som skal redusere konsekvensen hvis risikoen skulle inntreffe eller redusere/fjerne risikoen helt.

Topp 10 listen alene gir sjelden en fullstendig oversikt over prosjektets usikkerheter.

---

#### 5.6.4 *Beslutningsdokumenter*

Dokumentasjon av underlaget for de beslutninger som prosjektet har gjort eller lagt fram for beslutningstakere utenom prosjektet.

#### 5.6.5 *RNNP*

I bakgrunnsinformasjonen for RNNP (Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet) kan det finnes data om ulike installasjoner og operatører som kan være nyttig når f.eks. risiko forbundet med ulike vertsplattformer skal vurderes.

#### 5.6.6 *Planer*

Prosjektets planer med aktiviteter, beslutningspunkter og milepæler.

#### 5.6.7 *Avtaler*

Framdrift i kommersielle avtaler for tie-in, prosessering, transport, krysning av rørledninger osv. kan fortelle om gjenstående usikkerhet som kan påvirke prosjektet. Ved konseptvalg er det viktig å ha de viktigste betingelsene på plass, så som tariffer for prosessering, kapasiteter, måling og allokering, hvem skal dekke kostnader for modifikasjoner osv., slik at prosjektets lønnsomhet kan vurderes og prosjektets planer tilpasse eksisterende infrastruktur.

## 6 Foreslåtte indikatorer

Dette kapitlet beskriver hvilke indikatorer vi har kommet fram til, metodikken som ligger bak, hvordan resultatene kan visualiseres og en nærmere beskrivelse av den enkelte indikator.

### 6.1 Metodikk for utvelgelse av indikatorer

Som allerede nevnt er det en sammenheng mellom de ulike resultatområdene i et prosjekt, representert med HMS og kvalitet på den ene siden og tid og kostnad på den andre siden.

Konkrete mål eller resultatområder er utgangspunktet for å definere indikatorer for oppfølging både i prosjektdefineringsfasen og gjennomføringsfasen. Med referanse til kapittel 3 «Tid, kost, kvalitet, helse, miljø og sikkerhet påvirker hverandre» kan en se for seg noen naturlige resultatområder:

- HMS - Kontroll på helse, miljø og sikkerhet i prosjektutvikling og i driftsfasen
- Kvalitet - Kontroll på kvalitet
- Kostnad - Kontroll på kostnader
- Tid - Kontroll på gjennomføring (tid eller forsinkelser)

Når vi skal finne indikatorer for de forskjellige målene ser vi fort at det er ikke er en én-til-én-relasjon mellom en indikator og et resultatområde. Det er flere indikatorer som sammen eller uavhengig av hverandre kan si oss noe hvert av de ulike resultatområdene og en enkelt indikator kan si noe om flere ulike resultatområder. I arbeidet fant vi det derfor hensiktsmessig å gruppere indikatorene mest mulig tematisk med hensyn på typen informasjon de inneholder i stedet for direkte mot et enkeltresultatområde. Denne tilnærmingen gjør det enklere å holde oversikt over informasjonen. De kategoriene vi har kommet frem til er som følger:

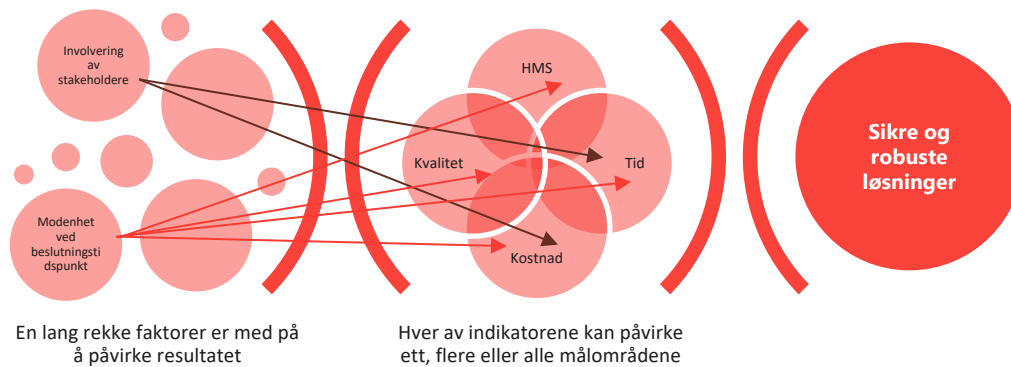
- HMS
- Prosjektets kompleksitet
- Modenhet ved beslutningstidspunkt
- Kompetanse
- Realisme i mål og ambisjoner
- Involvering av stakeholdere
- Styringssystem
- System for oppfølging
- Rammevilkår

Figur 6-1 kan illustrere tilnærmingen. Vi kan se på et par eksempler. Under temaet «Involvering av stakeholdere» kan vi tenke oss at de tekniske autoritetene et prosjekt skal forholde seg til lett kan pålegge prosjektet kostnader det ikke hadde tenkt på i en tidlig fase. Derfor er det viktig å involvere disse på et tidlig stadium for å avklare hva som er viktig i forbindelse med valget av teknisk løsning. Andre stakeholdere som f.eks. eierne (rettighetshaverne) er deltakere i beslutningsprosessen og det kan føre til forsinkelser i godkjenningen hvis de ikke er tatt med i planleggingen tidlig nok.

«Modenhet ved beslutningstidspunkt» vil kunne påvirke alle målene vi har for prosjektet. Derfor er det viktig å ha forståelse for om det er noen mangler i beslutningsgrunnlaget og



hva disse eventuelt kan medføre etter at beslutningen er tatt. Vi kan lage tilsvarende eksempler for de andre områdene vi har foreslått for gruppering av indikatorer.



**Figur 6-1 Sammenheng mellom resultatområder og indikatorer**

## 6.2 Resultat av utvelgelsen

Tabell 6-1 viser indikatorer som vi har kommet frem til kan være nyttige å bruke i prosjektoppfølgning av feltutbygginger fram til oppstart av produksjonen.

Listen har framkommet ved å bygge videre på læringspunktene fra IKM Aconas utredning fra 2019 og den er tilført læring fra andre prosjektgjennomganger IKM Acona har gjennomført. Ut fra en lang liste av mulige indikatorer har vi gjennom workshops internt i IKM Acona og sammen med Ptil kommet fram til en endelig liste.

Noen indikatorer har falt ut av den lange listen fordi de har vært vanskelig å tallfeste eller vanskelig tilgjengelig. Noen indikatorer har falt ut fordi de har vært for spesifikke og relevante bare for et fåtall prosjekter i en større portefølje.

Ved første øyekast kan det se ut som listen inneholder veldig generelle og lite spesifikke indikatorer. Det er i praksis umulig å definere spesifikke indikatorer på detaljnivå som enkelt kan tallfestes på en utvetydig måte og som samtidig skal kunne benyttes for ethvert prosjekt. Dette er fordi alle prosjekter er forskjellige, alle parametre er ikke relevante for alle prosjekter og sist, men ikke minst det er ikke all informasjon en kunne ønske å bruke som er tilgjengelig. Derfor er de foreslåtte indikatorene på et aggregert nivå og det vil kreve en subjektiv vurdering av disse for hvert enkelt prosjekt.

Indikatorene i listen er hjelpemidler til å identifisere spesifikke områder hvor prosjektet skiller seg ut eller har en slik karakter at det kan være en trigger for å foreta nærmere undersøkelser innen et eller flere områder. Metodikken kan benyttes av ulike stakeholdere i prosjektet. Det er ikke ment som en erstatning av en formell prosjektgjennomgang. I neste avsnitt gir vi en detaljert beskrivelse av hver indikator.

### 6.3 Definisjon av de enkelte indikatorene

Dette avsnittet beskriver de enkelte indikatorene og er delt inn i henhold til kategoriene gitt i Tabell 6-1.

**Tabell 6-1 Utvalgte indikatorer**

Kategori indikator	Indikator
HMS	Sikkerhet i konseptløsning - ferdigstillelse Sikkerhet i konseptløsning - teknisk Risikohåndtering Kvalitet og HMS i drift Fluidegenskaper Spesifikk risiko
Prosjektets kompleksitet	Antall ledd i verdikjeden Skala Undergrunn/brønn Områdekompleksitet Avstand til infrastruktur Vertsplattform - omfang Vertsplattform - teknisk tilstand
Modenhet ved beslutningspunkter	Modenhet ved DG2 Modenhet ved DG3 Endringer mellom DG2 og DG3
Kompetanse	Prosjektteam Operatør og partnere Leverandører - Scope og kontraktsmodell Erfaringsoverføring
Realisme i mål og ambisjoner	Planer og estimater
Involvering av stakeholdere	Stakeholder management
Styringssystem	Styringssystem modenhet Styringssystem etterlevelse
Systemer for oppfølging	Systemer for oppfølging
Rammevilkår	PUD 2022 prosjekt

I den nærmere beskrivelsen som følger har indikatorene fått en referanse som henviser til et utvalg relevante paragrafer i Rammeforskriften (Rf.) eller Styringsforskriften (Sf.) (jmfør kapittel 5.1).

---

Beskrivelsen forteller oss hvordan vi skal tolke indikatoren og hvor vi eventuelt kan finne informasjonen for å kunne gjøre en vurdering.

Sist, men ikke minst, gir vi eksempler på hvordan en kan sette en karakter på hver indikator. Dette er ikke absolutte kriterier og det kan også være andre faktorer enn de som er angitt som kan være med på å bestemme karakteren.

Hvis en ønsker å benytte indikatorene på et stort antall prosjekter er det hensiktsmessig å sette tallkarakter på indikatorene. Her er benyttet en skala fra 1-3. En tallkarakter kan enkelt omgjøres til f.eks. fargekoder som vist i 6.4. En høy tallkarakter betyr at dette området krever oppmerksomhet og vil få «rødt lys». Det er gitt eksempler på karaktersetting for hver indikator.

Karakterskalaen kan utvides med flere nivåer, men det anbefales ikke å ha ulik skala på de forskjellige indikatorene fordi det vil komplisere matematisk behandling og neppe tilføre noe større verdi. Karakteren må ses i sammenheng med den subjektive vurderingen.

Vi har kommet med noen forslag til tolkning gitt ved eksempler. Det er gjort ut fra at det skal være mulig å evaluere flere i prosjekter i en gitt portefølje på en enkel måte. Vurderingene kan oppdateres etter hvert som prosjektene utvikler seg og/eller en får tilgang til mer detaljert informasjon. Den som skal bruke en slik oversikt må derfor selv ta stilling til hvordan karaktersettingen skal forstås.

### *6.3.1 HMS-utfordringer*

Tabellen viser indikatorer som illustrerer HMS-utfordringer. Dette er ikke en uttømmende liste da HMS inngår i mange av de andre indikatorene, og som det er nevnt i innledningen til denne rapporten er det en klar sammenheng mellom HMS og de andre aspektene av prosjektet. Fokus her er omfang og kompleksitet av prosjektet, involvering av driftspersonell i planleggingen og operatørens styring av risiko. Det henvises til Styringsforskriften (Sf.) og Rammeforskriften (Rf.) som setter krav til hvordan den ansvarlige skal forholde seg til de ulike temaer. Noen av disse er referert i forbindelse med den enkelte indikator.

HMS-utfordringer			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Sikkerhet i konseptløsning – Ferdigstillelse Sf.§ 4, 5, 6, 9	Et stort antall timer som må ferdigstilles offshore eller omfang av modifikasjonsarbeid på anlegg i drift øker risikoen for at hendelser kan forekomme i ferdigstillelse og oppstart	Layout/ byggevennlighet, Gjenbruk eller nybygg, Omfang av modifikasjonsarbeid (tonn, timer)	Rutine, standard	Krevende, men ikke uvanlig	Krever spesiell oppmerksomhet
Sikkerhet i konseptløsning – Teknisk Rf.§ 11, Sf.§ 12	Bruk av ny teknologi eller bruk av teknologi i nye sammenhenger eller andre rammevilkår kan introdusere nye utfordringer for HMS og vil ofte føre til lengre tid for å modne eller gjennomføre prosjektet og må tas høyde for i prosjektplanleggingen.	Prosjektbeskrivelse, Teknologi-kvalifiseringsplan, Kontraktfilosofi	Rutine	Ny bruk av eksisterende teknologi	Ny teknologi
Risikohåndtering Sf.§ 4, Rf.§ 11	Operatørens styring av risiko må være systematisk og tilstrekkelig	Aktiv bruk av risikoregister (mitigerende aksjoner, oppfølging og beslutningsfora)	Beste praksis	Krevende	Ikke akseptabelt
Kvalitet og HMS i drift Sf.§ 12, 13, 14, 15	Det er viktig å involvere sluttbrukerne i design av prosjektet for å sikre at deres behov er ivarettatt og forstått	Plan for involvering av drifts- og oppstartspersonell, Plan for opplæring og kompetanse-kartlegging	Beste praksis	Krevende	Ikke akseptabelt
Fluidegenskaper Sf.§ 11, 15, 16	Fluider som inneholder kvikksølv, høye saltmengder, H <sub>2</sub> S eller som har fare for utfelling av voks, scale, asfaltener, hydrater eller hvor det er usikkerhet om fluidegenskapene kan gi utfordringer for design og høy bruk av kjemikalier, fare for eksponering, barrierer, design av rørledninger mm	Undergrunnsutredninger og dokumentasjon Fluidokumentasjon fra letebrønner eller testproduksjon Analogier Flow assurance studier	Normal håndterbar fluid uten store utfordringer (f.eks. kun hydratfare)	Må bruke kjemikalier for å unngå 2-4 av følgende Voks, scale, hydrater, Inneholder 2 eller fler av fare for asfaltener, voks, hydrater	Uavklarte fluidegenskaper med fare for asfaltener, høyt innhold av H <sub>2</sub> S, salter eller voks
Spesifikk risiko Sf.§ 9	Er det noen spesifikke karakteristika ved prosjektet som krever spesiell oppmerksomhet	Evaluerer av storulykkepotensial	Rutine, standard	Krevende, men ikke uvanlig	Krever spesiell oppmerksomhet

### 6.3.2 Prosjektkompleksitet

Høy kompleksitet medfører større utfordringer i planlegging og gjennomføring. Store prosjekter kan være vanskeligere å styre enn små prosjekter og har ofte flere alternative løsninger enn mindre prosjekter. Det betyr at valg av endelig løsning kan bli utsatt som igjen kan gå utover modning av underlaget for gjennomføringsfasen. Store designendringer sent i prosjektet kan få store følger.

Prosjektkompleksitet			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Antall ledd i verdikjeden Rf.§ 26	Antall ledd mellom brønnene og markedet vil være et mål på hvor lett det er å få de nødvendige avtaler på plass for prosessering og eksport. Dette kan påvirke både tekniske og kommersielle temaer. Usikkerhet rundt dette kan føre til endringer i prosjektet i senere faser.	Prosjektbeskrivelse, Screeningrapporter, Konseptbeskrivelse	Selvstendig utbygging	Tie-back med definert konsept	Tie-back for prosessering, med uavklart vertsinstallasjon
Skala Rf.§ 26	Prosjekter med høye investeringskostnader og/eller store reserver har ofte flere alternative løsninger. Endringer i prosjektet kan derfor oppstå i senere prosjektfaser på grunn av optimalisering eller redusert lønnsomhet.	CAPEX estimat, Estimat av utvinnbare reserver	CAPEX < 10 GNOK (grense for fritak Stortingsbehandling av PUD)	CAPEX mellom 10-30 GNOK	CAPEX > 30 GNOK
Undergrunn/brønn Sf.§ 17 Rf.§ 26, 27	For komplekse reservoarer er det ofte vanskeligere å finne den optimale løsningen tidlig i prosjektet. Dype reservoarer har boreutfordringer (HPHT) som påvirker sikkerheten.	Reservoar-kompleksitetsfaktor, reservoardyp	God reservoarforståelse, ingen bore-utfordringer	God reservoarforståelse, med bore-utfordringer	Komplekst reservoar, og boretekniske utfordringer
Områdekompleksitet Rf.§ 45, 46, 47	Geografisk plassering har betydning for design og det kan eksistere spesielle krav i forhold til virksomheten i enkelte områder.	Kart, konsekvensutredning	Kjent område	Kjent område med begrensinger	Spesielt følsomt område
Avstand til infrastruktur	Lange tie-backs gir f.eks. økte flow assurance utfordringer. Dette avhenger bl.a. annet av gass/oljeforhold, voksinnhold. CO <sub>2</sub> -innhold kan påvirke materialvalg og annet. Alt dette kan også påvirke vertsplattform.	Kart, Fluidsammensetning	Rutine, standard	Krevende, men ikke uvanlig	Krever spesiell oppmerksomhet
Vertsplattform – omfang modifikasjon Sf.§ 6, 9, 12, 14, 17	Omfang av modifikasjon ved tilknytning av ny produksjon sier noe om eksponeringen og risikoen i ombygningsfase som gjerne kan vare i flere år. Forskjellig operatør for det nye feltet og vertsinstallasjon kan medføre større risiko for misforståelser både i prosjekt- og driftsfasen.	Omfang av modifikasjonsarbeid (tonn, timer) Nye funksjoner (f.eks. vanninjeksjon, kjemikalier, gassløft, vannbehandling og måling) forårsaket av det nye feltet), Behov for nye moduler, En eller flere operatører	Enkel tie-in på havbunnen	Tie-in med små modifikasjoner* av topsides  (*eventuelt utfordringer med måling, allokering, prosessering)	Tie-in med store modifikasjoner* av topsides  (*eventuelt utfordringer med måling, allokering, prosessering)
Vertsplattform – teknisk tilstand Sf.§ 6, 9, 12, 14, 17	Teknisk tilstand og gjenværende levetid sier noe om mulighet for overraskelser som kan dukke opp underveis i et modifikasjonsprosjekt. Endrede prosessbetingelser vil endre operasjonsmodus og kan påvirke sikkerheten.	Vektkapasitet, Levetid installasjon, Planer for levetidsforlengelse	Gjenværende levetid > 10 år	Gjenværende levetid mellom 5 og 10 år	Gjenværende levetid <5 år

### 6.3.3 Modenhet ved beslutningspunkter

God modenhet i underlaget for å ta beslutninger er svært viktig for å ha kontroll med det som skal skje i etterfølgende faser. Det er mange forskjellige elementer å ta stilling til når en skal bedømme dette. Det er spesifiserte detaljerte krav innen de ulike fagområder som skal være dokumentert ved DG-passeringer. Hvis det likevel har vært store endringer i prosjektets basis mellom konseptvalg og DG3 kan det tyde på at konseptvalget og DG2 var tatt på manglende grunnlag og det er verdt å se på nærmere på hva som har forårsaket dette selv om de formelle kravene er oppfylt.

Modenhet ved beslutningspunkter			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Modenhet ved DG2 Sf.§ 11	Ved DG2 er det viktig å ha en god definisjon av prosjektet det skal jobbes videre med i neste fase (Feed). <ul style="list-style-type: none"> <li>- Design bør være frosset (endelig konseptvalg er gjort) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Minst mulig uavklarte elementer</li> <li>- Kommersielle forhold må være avklart</li> </ul> </li> <li>- Hvis ny teknologi benyttes må planer for implementering være avklart for kommende faser (teknologikvalifisering, byggemetode, leveransetider osv.) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anskaffelsesstrategi må være på plass</li> </ul> </li> <li>- Er drift og oppstart avklart med brukerne eller eierne?</li> <li>- Er status på dokumentasjonen i henhold til interne krav ved DG2? <ul style="list-style-type: none"> <li>- Er planer for Feed fasen komplette?</li> </ul> </li> </ul>	Rapporter fra tekniske og kommersielle gjennomganger	Beste praksis (frossen designbasis)	Krevende (parallele konsepter i Feed, fravik egne krav)	Ikke akseptabelt (ikke oppfylt egne krav)
Modenhet ved DG3 Sf.§ 11	Ved DG3 er det viktig at det valgte konseptet er modnet tilstrekkelig til å gå inn i neste fase <ul style="list-style-type: none"> <li>- Er tilstrekkelig tid avsatt i Feed fasen til engineering, planlegging og beslutningsprosesser?</li> <li>- Dokumentstatus i henhold til interne krav (ledelsesdokumenter, tekniske dokumenter, underlag for kostestimat og plan osv.) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Er alle kommersielle avtaler på plass?</li> </ul> </li> <li>- Vurdering av leverandørers skikkethet i forhold til arbeidsomfang</li> </ul>	Rapporter fra tekniske og kommersielle gjennomganger	Beste praksis (Feed dokumentasjon komplett)	Krevende (uavklarte forhold i Feed)	Ikke akseptabelt (Feed ikke i henhold til interne og eksterne krav)
Endringer mellom DG2 og DG3 Sf.§ 11	Hvis prosjektet har hatt vesentlig endringer i perioden mellom konseptvalg/DG2 og investeringsbeslutning ved DG3 kan det føre til en lavere grad av modenhet ved DG3 enn det som er ideelt. Faren for dette øker med omfanget av prosjektet (størrelse) og teknisk kompleksitet.	Sammenlikne konseptbeskrivelse, vektestimater, layout, kostnadsestimat og gjennomføringstid osv. i beslutnings-dokumenter ved DG2 og DG3	Ingen endring	Optimalisering innen valgt konsept	Konseptuelle endringer eller store endringer i vekt, kostnad osv.

### 6.3.4 Kompetanse

I denne sammenheng er kompetanse et utvidet begrep. Det omfatter ikke bare selve prosjekt-teamet, men også partnere som har eierandel i prosjektet, leverandørene til prosjektet og hvor gode man er i prosjektet til å ta til seg læring fra andre, ta imot forslag til forbedringen samt å gjennomføre forbedringer.

Kompetanse			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Prosjektteam Sf.§ 14	Prosjektets kjerneteam må være sammensatt av medarbeidere med riktig kompetanse og erfaring og det bør være kontinuitet i teamet.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Grad av utskifting i kjerneteam</li> <li>- Andel eget personell i forhold til innleide</li> <li>- Erfaring til medlemmer i kjerneteam</li> <li>- Vurdering av kjerneteamets kapasitet</li> <li>- Medarbeider-medvirkning</li> <li>- Involvering av drift, verneombud etc.</li> </ul>	Beste praksis	Krevende	Ikke akseptabelt
Operatør og partnere Rf.§ 7	Operatørens eller partners erfaring med lignende prosjekter	Partners grad av involvering i prosjektet (subjektiv vurdering)	Erfaren operatør og partnere	Erfaren operatør/ uerfarne partnere	Ny operatør og uerfarne partnere
Leverandører – Scope og kontraktsmodell Rf.§ 18 Sf.§ 23	Hvis leverandøren er uerfaren med tilsvarende leveranser eller arbeidsform kan det påvirke negativt leveransetider, sikkerhets standard, kostnader osv.	Prekvalifiserings-prosedyrer	Kjent scope og kontraktsmodell for leverandør	Nytt scope eller kontraktsmodell for leverandør med tett oppfølging fra utbygger	Nytt scope og ny kontraktsmodell for leverandør
Erfaringsoverføring	Det må sikres at operatørens, partners eller leverandørens erfaringer med lignende oppgaver blir tatt inn som læring i prosjektet. Dette vil redusere risikoen for feil.	Hvordan legger prosjektet opp til å sikre erfaringsoverføring i de ulike faser (IPR, cold eye review, HAZOP)? -System for å vurdere og iverksette forbedringsforslag	Beste praksis	Krevende	Ikke akseptabelt



### 6.3.5 Realisme i mål og ambisjoner

Dette er vanskelig å måle uavhengig og må ses i sammenheng med andre indikatorer for prosjektet. En måte å se på det er å sammenligne tiden som er satt av til en konkret prosjektfase med andre prosjekter som ligner i omfang. Prosjektet kan f.eks. være påvirket av utenforliggende faktorer av strategisk karakter.

Realisme i mål og ambisjoner			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Planer og estimater Sf.§ 12	Prosjektet må sikre at det er et godt teknisk grunnlag for å estimere arbeidsomfang for å lage realistiske planer og estimater for prosjektets ulike faser. Dette vil hjelpe til i oppfølgingen av prosjektet og vil redusere risikoen for å ta beslutninger på umodent grunnlag.	<p>Avhengig av prosjektfase kan nøkkelinformasjon finnes ved å se på:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Kompletteringsgrad designbasis</li> <li>- Kompletteringsgrad utstyrliste</li> <li>- Planlagt gjennomføringstid per fase</li> <li>- Mengde carry-over arbeid til offshore</li> </ul>	<p>Sjekke opp mot typiske gjennomførings-tider for lignende prosjekter:</p> <p>Beste praksis</p>	<p>Sjekke opp mot typiske gjennomførings-tider for lignende prosjekter:</p> <p>Krevende</p>	<p>Sjekke opp mot typiske gjennomførings-tider for lignende prosjekter:</p> <p>Ikke akseptabelt</p>

### 6.3.6 Involvering av stakeholdere

Dette området er viktig for prosjektet da prosjektet trenger å forholde seg til premissgivere og beslutningstakere utenfor prosjekt-teamet på en strukturert måte. En god måte å starte på er å navngi alle stakeholdere. Da får planleggingsprosessene for å involvere disse et konkret innhold.

Involvering av stakeholdere			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Stakeholder management Rf.§ 13, 18	Det er viktig for prosjektet å ha god oversikt over alle relevante interessenter i prosjektet. Det må foreligge en plan for involvering av disse. Dette er viktig for at prosjektet skal kunne ta beslutninger, innhente nødvendige tillatelser osv. Interessenter omfatter bl.a. eiere (partnere), styringskomite, sponsorer, myndigheter, interesseorganisasjoner og sluttbrukere.	Beslutningsplaner - Planer for innsendelse av søknader, KU, PUD osv. - Stakeholder involveringsplan	Beste praksis (plan for involvering av stakeholdere)	Krevende (utfordringer i forhold til stakeholdere)	Ikke akseptabelt (manglende plan)

### 6.3.7 Styringssystem

Styringssystemets modenhet med hensyn på oppgavene som skal gjennomføres er viktig. Like viktig det er at egne regler og beste praksis overholdes og at en ikke fraviker disse uten å ha vurdert konsekvensene grundig gjennom en formell prosess.

Styringssystem			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Styringssystem modenhet Sf.§ 13, 21	Avhengig av tidligere erfaring har operatøren et mer eller mindre utviklet styringssystem for de aktiviteter som skal gjennomføres. Mangler kan påvirke prosjektet.	Oversikt over styrende dokumentasjon på selskapsnivå og prosjektspesifikke dokumenter -Status på prosjektgjennomføringsplan (PEP)	Velprøvd	Godt utviklet, ikke utprøvd	Mangler påvist
Styringssystem etterlevelse Sf.§ 13	God etterlevelse av styringssystemet reduserer risikoen for at prosjektet tar feil avgjørelser og/eller gir feil informasjon til beslutningstakere	Grad av komplettethet av beslutningsunderlag ved milepæler	God erfaring	Ny operatør	Mangler påvist

### 6.3.8 System for oppfølging

Dette omfatter prosjektrapportering, oppdatering av estimater og planer. Det er viktig at rapportene til enhver tid viser siste status og at rapporteringen er sannferdig. Det siste betyr at dårlige nyheter bør komme fram så raskt som mulig slik at mottaker av informasjon slipper å gjøre arbeidet om igjen, at planer kan oppdateres så raskt som mulig og at beslutningstakerne alltid har riktig informasjon å forholde seg til.

Systemer for oppfølging			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
Systemer for oppfølging Sf.§ 12, 15	Oppfølging av framdrift for prosjektet og underleveranser gir mulighet til å avdekke avvik i forhold til planen. Rapportering må være detaljert nok og sannferdig.	Framdrifts-rapportering (f.eks. ukes- eller månedsrapporter) - CCE oppdateringer	Beste praksis	Krevende	Ikke akseptabelt

### 6.3.9 Rammevilkår

Disse er som oftest relativt like for alle prosjekter som er i samme fase til samme tid. De prosjektene som planlegger PUD i eller før 2022 har høyere forventninger om verdi p.g.a. den såkalte skattepakken. Dette kan påvirke prosjektene fordi de kan ha tidsnød eller det kan være vanskelig å finne kvalifiserte ressurser eller leverandører i denne perioden.

Rammevilkår			Eksempel på karaktersetting:		
Indikator	Hva forteller dette oss / hvorfor er dette viktig?	Hvordan kan vi finne informasjonen for å vurdere dette?	1	2	3
PUD 2022 prosjekt	Dette er et rødt flagg fordi mange av prosjektene i denne kategorien kan være under press i forhold til mange faktorer (tidspress, ressursmangel osv.). Risikoen for manglende modenhet ved beslutningspunkter vil derfor øke.	- Subjektiv vurdering	Planlagt PUD dato: Etter 2022	Planlagt PUD dato: 2022, men planlagt før skattepakke	Planlagt PUD dato: 2022 - «skattepakke-prosjekt»

Kommentar: Denne indikatoren er spesifikk for perioden vi er inne i nå med et stort antall prosjekter som har som mål å nå en PUD-innlevering innen utløpet av 2022.

## 6.4 Visualisering av indikatorer

Hvis en har flere prosjekter å forholde seg til kan en sette resultatene opp i en tabell for å kunne se disse i sammenheng. Det gir mulighet til å sammenligne prosjektene på generell basis, eller med hensyn på en spesifikk indikator. Det gjør det også mulig å identifisere om det er enkeltindikatorer som skiller seg ut i hele eller deler av porteføljen, eller identifisere trender.

Tabell 6-2 Eksempel på visualisering av indikatorer i en prosjektportefølje

Kategori indikator	Indikator	Prosjekt			
		A	B	C	D
HMS-utfordringer	Sikkerhet i konseptløsning – Ferdigstillelse	2	1	2	2
	Sikkerhet i konseptløsning – Teknisk	2	2	2	1
	Risikohåndtering	1	1	1	1
	Kvalitet og HMS i drift	1	1	1	1
	Fluidegenskaper	3	2	2	1
	Spesifikk risiko	3	2	2	1
Prosjektkompleksitet	Antall ledd i verdikjeden	2	2	2	1
	Skala	1	3	1	2
	Undergrunn/Brønn	3	2	2	2
	Områdekompleksitet	1	1	1	1
	Avstand til infrastruktur	1	1	1	1
	Vertsplattform – omfang modifikasjon	1	2	2	2
	Vertsplattform – teknisk tilstand	1	1	3	1
Modenhet ved beslutningspunkter	Modenhet ved DG2	1	1	2	1
	Modenhet ved DG3			2	2
	Endringer mellom DG2 og DG3	1	1	1	3
Kompetanse	Prosjektteam	1	1	1	1
	Operatør og partnere	2	2	2	3
	Leverandører – Scope og kontraktsmodell	1		3	1
	Erfaringsoverføring	2	2	2	2
Realisme i mål og ambisjoner	Planer og estimater	1	1	2	1
Involvering av stakeholdere	Stakeholder management	1	1	2	1
Styrings-system	Styringssystem modenhet	1	1	2	1
	Styringssystem etterlevelse	1	1	2	1
Systemer for oppfølging	Systemer for oppfølging	1	2	1	1
Rammevilkår	PUD 2022 prosjekt	3	1	3	3
	Gjennomsnitt	1,52	1,46	1,81	1,46

Tabell 6-2 viser hvordan dette kan se ut for en portefølje av prosjekter. For det enkelte prosjekt er det gjort en vurdering av status av hver indikator. Blanke felter indikerer at en vurdering ikke har vært mulig.

Fargekodene som er brukt er grønn, gul og rød og samsvarer med tallkarakterene som er beskrevet i 6.3; 1 tilsvarer Grønn, 2 tilsvarer Gul og 3 tilsvarer Rød.

**Grønn farge** betyr at det ikke er noe uvanlig med det denne indikatoren representerer i forhold til andre prosjekter. En selvstendig utbygning har få grensesnitt mot annen

infrastruktur og er i liten grad avhengig av å bli enig med eiere av annen infrastruktur for å velge tekniske løsninger. Den vil derfor i denne tabellen være grønn

**Rød farge** behøver ikke å bety at prosjektet gjør noe feil, men indikerer at det er noe med det denne indikatoren representerer som krever spesiell oppmerksomhet. Hvis et prosjekt går inn i Feed-fasen med flere alternative vertsinstallasjoner eller hvis kapasitet/funksjonalitet på vertsinstallasjonen er uavklart betyr dette at prosjektet kan bli ganske komplisert. Det kan være både tekniske og kommersielle utfordringer som må finne sin løsning i Feed for et slikt prosjekt.

**Gul farge** er noe midt mellom. Dette kan være et satellitt-prosjekt med god definisjon av omfanget av modifikasjoner. Uansett er kan det være vanskelig å få full oversikt over dette arbeidet i en tidlig fase. Det kan også være utfordringer med kapasitet, begrensning i transportsystemer osv. som må finne sin løsning.

## 7 Mulig omfang av database for historiske prosjekter

Vi har samlet nøkkeldata for en del historiske prosjekter på norsk sokkel. Det omfatter både store prosjekter og små prosjekter og dekker et stort spenn i tid og sett på hvordan dette kan settes sammen til en database. Tanken er at en slik oversikt kan være til nytte for å karakterisere enkeltprosjekter og sammenligne prosjekter som ligner hverandre. En slik oversikt kan f.eks. gjøre det mulig å finne prosjekter som ligner de en ser på for øyeblikket slik at en kan bruke informasjonen i en «benchmarking».

En kan også benytte noe av informasjon til å gjøre opp status på noen av indikatorene for nye prosjekter i forhold til de i databasen.

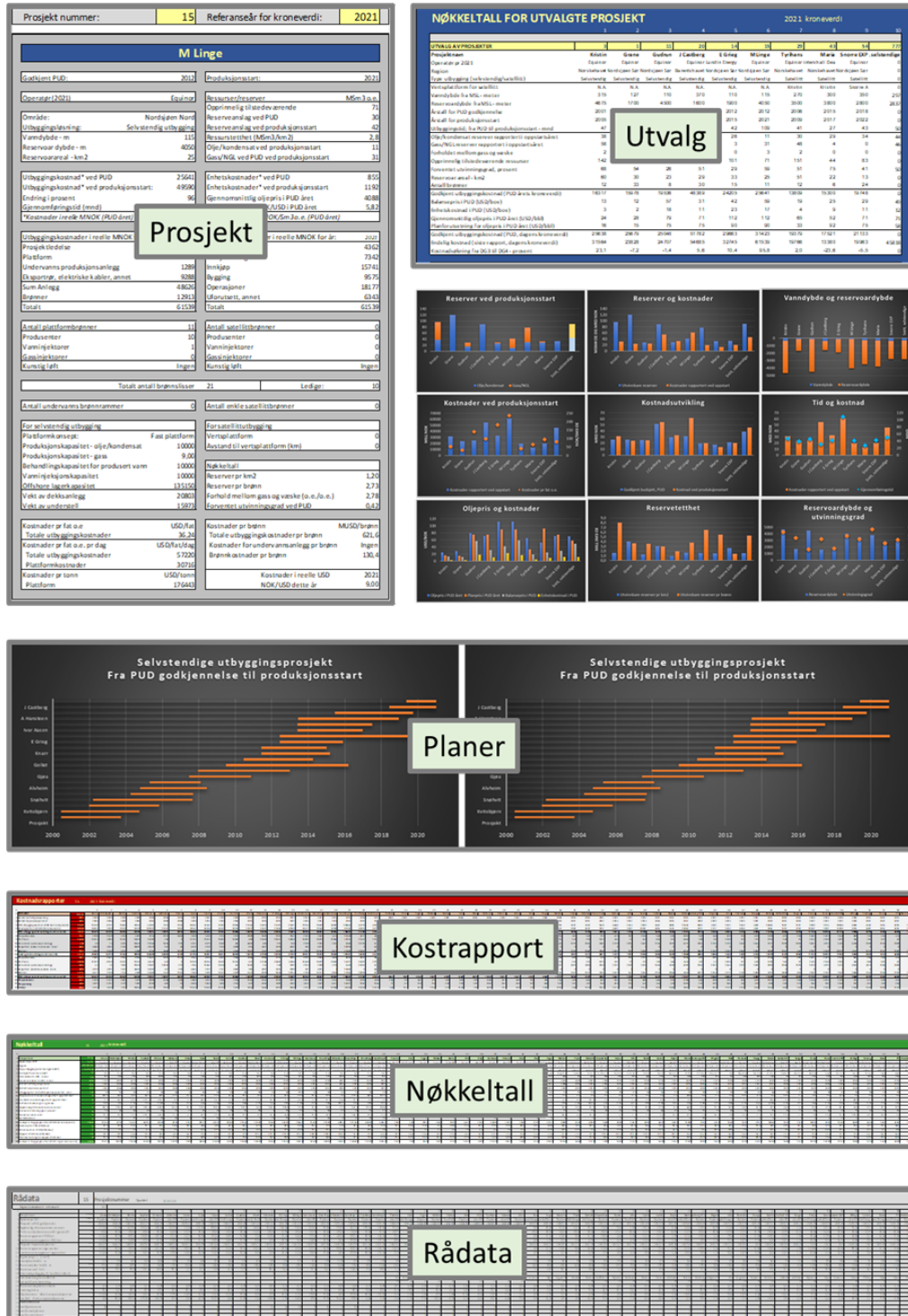
Databasen er basert på opplysninger som er offentlig tilgjengelige eller var det på rapporteringstidspunktet. Informasjonen kan derfor avvike fra faktiske forhold i dag.

I det følgende beskriver vi hvordan vi ser for oss at dette kan gjøres og viser et utvalg av våre data om noen av prosjektene.



## 7.1 Oppbygging av database

Figur 7-1 viser hvordan databasen foreslås bygget opp. Den består av 6 deler..



Figur 7-1 Oppbygging av database for prosjekter

**Prosjekt:** Her vises et utvalg prosjektdata for et valgt prosjekt

**Utvalg:** Her vises en sammenligning av prosjektdata for et utvalg av flere prosjekter. Arket inneholder også noen diagram som gjør sammenligning av prosjekter mer visuelt

**Planer:** Her vises tidsrommet for utbygging av de enkelte prosjektene

**Kostrapport:** Her vises 4 kostnadstabeller for hvert prosjekt.

PUD kostnader regnet om til dagens kroneverdi (PBS struktur)

Endelig kostnad regnet om til dagens kroneverdi (PBS struktur)

PUD kostnader regnet om til dagens kroneverdi (SAB struktur)

Endelig kostnad regnet om til dagens kroneverdi (SAB struktur)

**Nøkkeltall:** Her vises nøkkeltall/forholdstall for alle prosjektene

**Rådata:** Her ligger rådata og annen bakgrunnsinformasjon som bearbeides og hentes inn i de andre arkene

Datagrunnlaget er hentet fra følgende kilder:

- Norsk petroleum - fakta om norsk olje- og gassvirksomhet
- Oljedirektoratet – fakta sider og fakta kart
- Olje og energidepartementet – stortingsproposisjoner
- Hjemmesider for oljeselskap
- Pressemeldinger
- Presentasjoner fra kurs og konferanse

## 7.2 Utvalg av prosjekter

Vi har sett på data fra 59 prosjekter som har godkjent PUD etter år 2000. Noen få prosjekter er fortsatt i byggefasen og har ennå ikke kommet i produksjon.

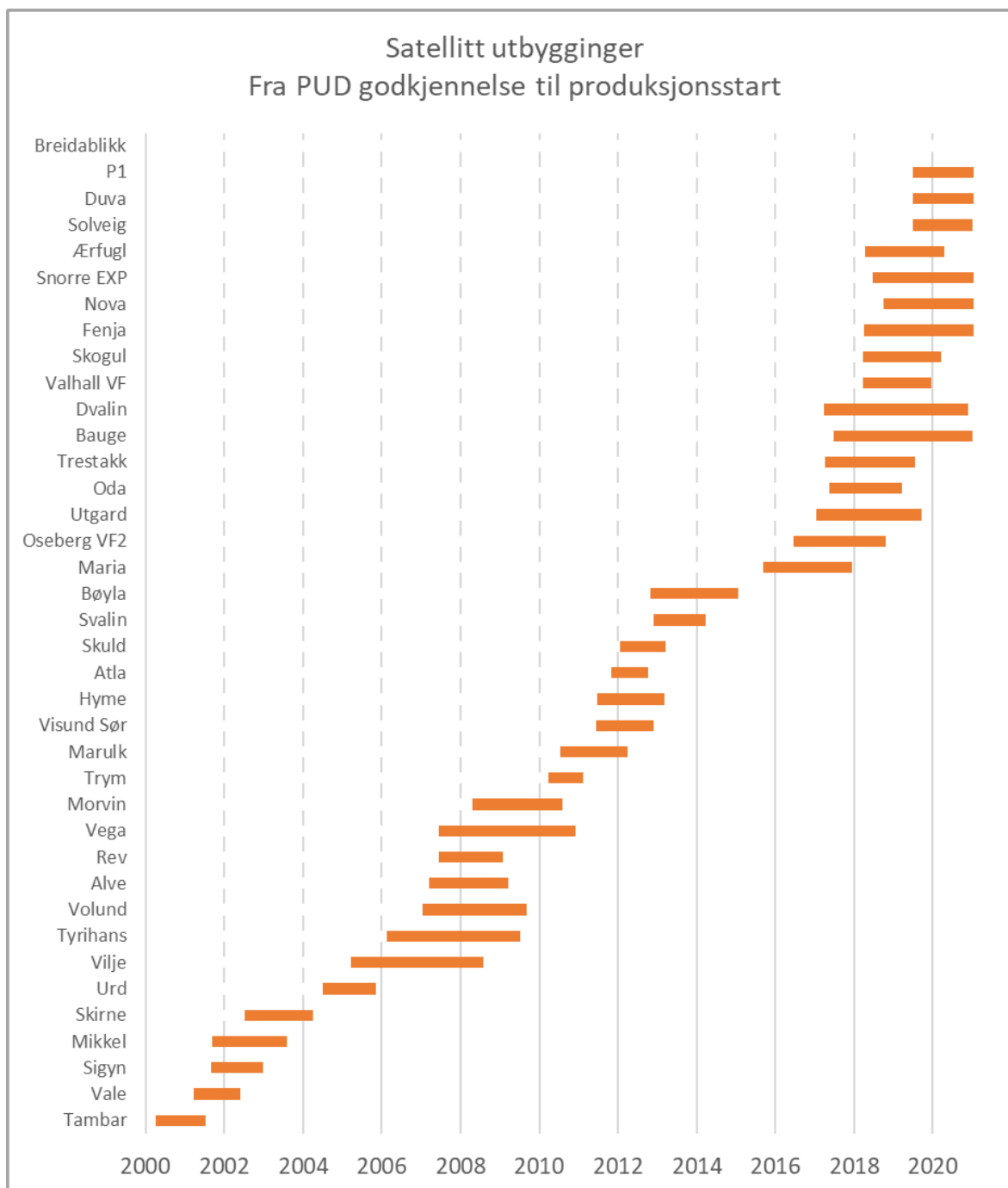
21 prosjekter er klassifisert som selvstendige utbyggingsprosjekt. Denne gruppen omfatter Snøhvit og Ormen Lange som er basert på overføring av brønnstrøm fra felt til landanlegg.

38 prosjekter er klassifisert som satellitt utbyggingsprosjekt (tie-back prosjekter). De fleste er basert på undervannsproduksjonsanlegg knyttet opp mot en vertsinnetning, men det er tre prosjekt hvor det er benyttet en enkel brønnhodeplattform.

Figur 7-2 og Figur 7-3 viser tidsrommet hvor de forskjellige prosjektene var i utbyggingsfasen, dvs. tidsrommet fra godkjenning av PUD til produksjonsstart. Lengden på utbyggingsfasen regnet i måneder er en parameter som ligger i databasen.



Figur 7-2 Tidsrom for utbygging av selvstendige prosjekter



**Figur 7-3 Tidsrom for utbygging av satellitt-prosjekter**

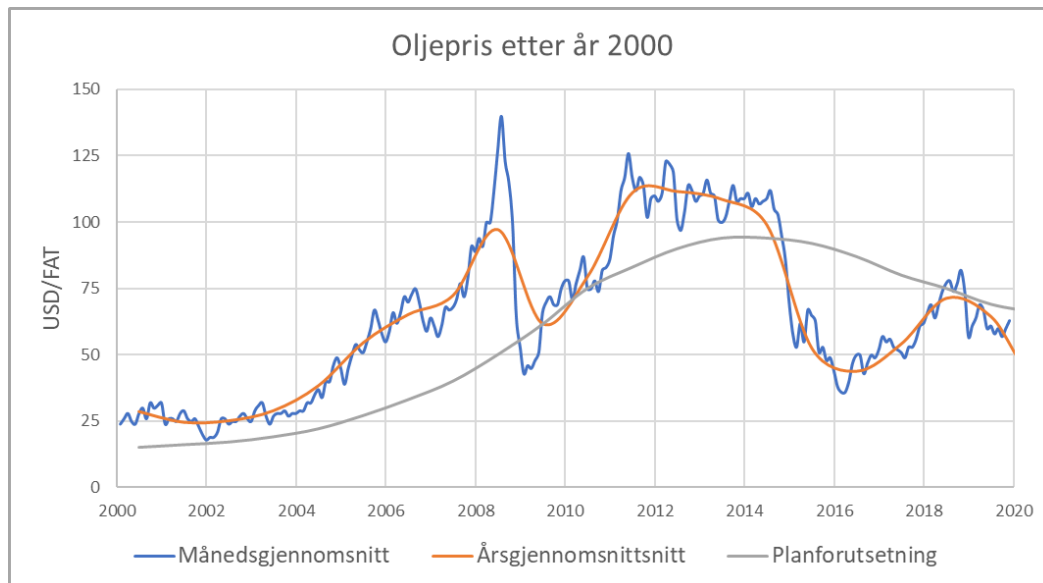
### 7.3 Kommentarer til utvikling i oljepris og kostnader

Det er vel kjent at oljeprisens utvikling har stor betydning for beslutninger om prosjektgjennomføring, noe som i sin tur påvirker aktivitetsnivået i industrien, og dermed kostnadsnivået. Figur 7-4 viser utviklingen i oljepris fra år 2000 til i dag. Oljeprisen kan variere betydelig fra dag til dag. I figuren er det vist en kurve hvor det er benyttet månedsgjennomsnitt og en hvor det er benyttet årsgjennomsnitt.

I beslutningssammenheng benyttes en «planpris» som skal representere en forventning for fremtiden. Dette er en størrelse som bestemmes av oljeselskapene og partnerskapene og som benyttes i de økonomiske analysene, se Figur 7-4. Det må imidlertid understrekes at

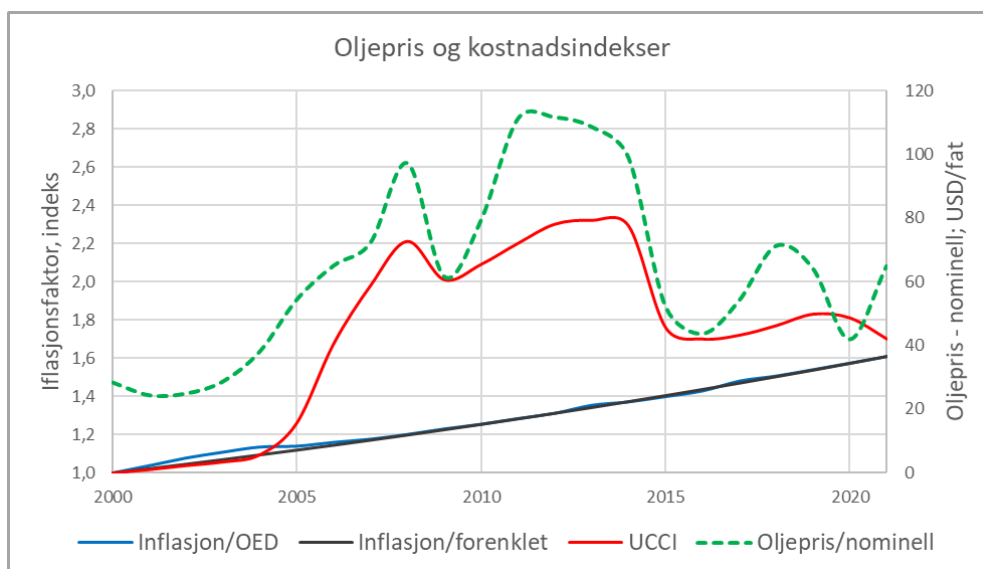
dette bare er en indikasjon fordi de forskjellige aktørene kan ha forskjellige forutsetninger. Planforutsetningen er normalt konservativ i forhold til gjeldende oljepris og har bare langsomme variasjoner.

Når kostnadstall fra en periode som strekker seg over 20 år skal sammenlignes må de justeres for inflasjon. Nominelle kostnader må regnes om til reelle kostnader i et referanseår, for eksempel 2021. Det defineres en kostnadsindeks som er 1,0 i år 2000 og som øker jevnt til ca. 1,6 i år 2021, se Figur 7-4. Dette tilsvarer en inflasjon på ca. 2,3 prosent pr. år. I databasen er det benyttet en kurve som ligger nær de verdiene som er benyttet av OED i perioden.



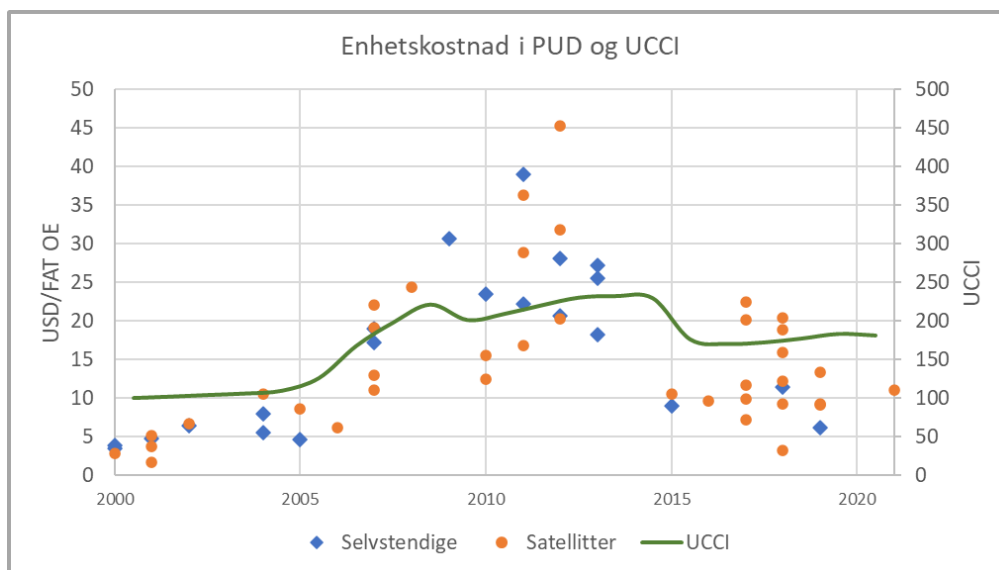
**Figur 7-4 Utvikling i oljepris etter år 2000**

Det er imidlertid viktig å være klar over at det i perioden etter år 2000 har forekommet ekstraordinære kostnadsvariasjoner i offshore industrien. UCCI (Upstream Capital Cost Index) er en global kostnadsindeks for offshoreindustrien. Denne har som det tydelig framgår av Figur 7-5 en klar sammenheng med oljeprisen.



Figur 7-5 Kostnadsindekser og oljepris

UCCI er en global indeks, men den ser ut til å være ganske representativ også for norske forhold. Figur 7-6 viser hvordan enhetskostnadene for norske prosjekt har variert i perioden. Det er viktig å være klar over at prosjekter som ble gjennomført i perioden mellom 2005 til 2015 har høye kostnader. Dette skyldes ikke bare det generelle kostnadsnivået. I en periode med høye forventninger til oljepris blir det gjerne vedtatt utbygging av enkelte marginale felt som av forskjellige årsaker er kompliserte og kostbare og som ellers ikke ville blitt realisert.



Figur 7-6 Enhetskostnader for norske prosjekter og UCCI

#### 7.4 Nøkkeltall/forholdstall

Når prosjekter skal evalueres og gjerne sammenlignes med andre prosjekt, må det benyttes kvantifiserbare parametere som er slik definert at sammenligningen blir meningsfull. Det er to hovedgrupper av slike parametere eller nøkkeltall:

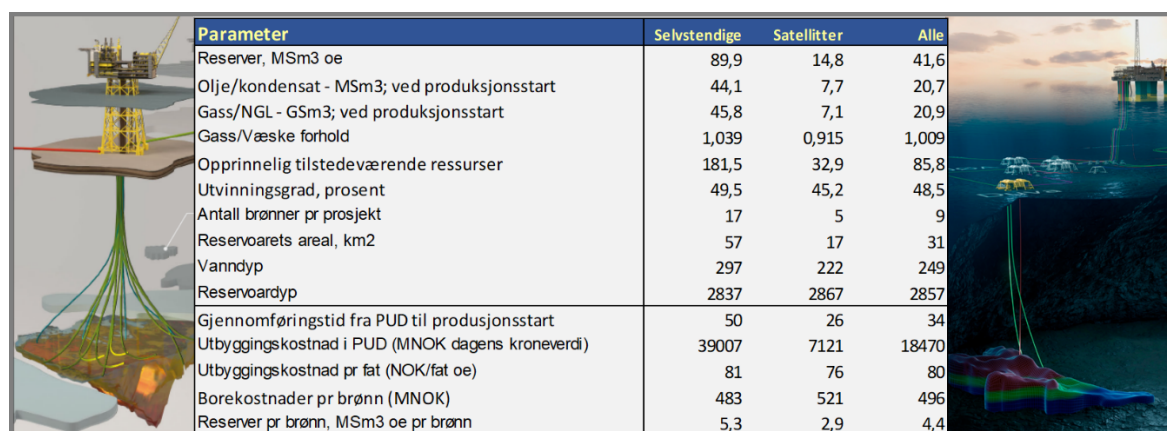
Den ene gruppen inneholder absolutte størrelser der hensikten er å få illustrert om prosjektet er stort eller lite, om det befinner seg på grunt eller dypt vann osv.

Gjennomføringstid og kostnader er viktige parametere. Forsinkelser og kostnadsoverskridelser kan være indikasjoner på at det er problemer i prosjektet. I databasen benyttes begrep som PUD kostnad og endelig kostnad. PUD kostnaden er den kostnaden som er definert i PUD og som dermed er den godkjente kostnaden for prosjektet. Endelig kostnad er et vanskeligere begrep. I databasen er endelig kostnad definert som estimatet i den siste kostnadsrapporten før produksjonsstart. I virkeligheten fortsetter investeringene gjennom driftsfasen (driftsinvesteringer). Det kan dreie seg om alt fra nye brønner til forretningsutvikling. Men da er forutsetningene endret slik at de totale investeringene ikke er direkte sammenlignbare med PUD estimatet

Den andre gruppen inneholder normaliserte størrelser eller forholdstall der hensikten er å få illustrert kvaliteten/utfordringen i prosjektet. Kostnader pr fat, kostnader pr brønn, utvinnbare reserver pr brønn osv.

Kostnad pr fat oljeekvivalenter, eller enhetskostnad, er en mye brukt parameter som også er enkel å beregne. Prosjektets balansepris er en noe mer avansert parameter, men den er ikke så lett å beregne, særlig for prosjekt med både olje- og gassinntekter. Balanseprisen er den gjennomsnittlige fremtidige oljepris et petroleumsfelt må oppnå for å dekke alle fremtidige kostnader og samtidig gi en gitt forrentning av kapitalen. For gassfelt kan balanseprisen på tilsvarende måte defineres som en gasspris. For prosjekt hvor inntekt fra både olje og gass er av betydning, er det varierende praksis for hvordan balanseprisen defineres og beregnes. Det er altså enklere å forholde seg til den enkle parameteren utbyggingskostnad pr fat oljeekvivalenter.

For de prosjektene som ligger i databasen kan det være interessant å se på gjennomsnittsverdier for hele porteføljen og hvor et spesielt prosjekt plasserer seg i forhold til gjennomsnittstallene.



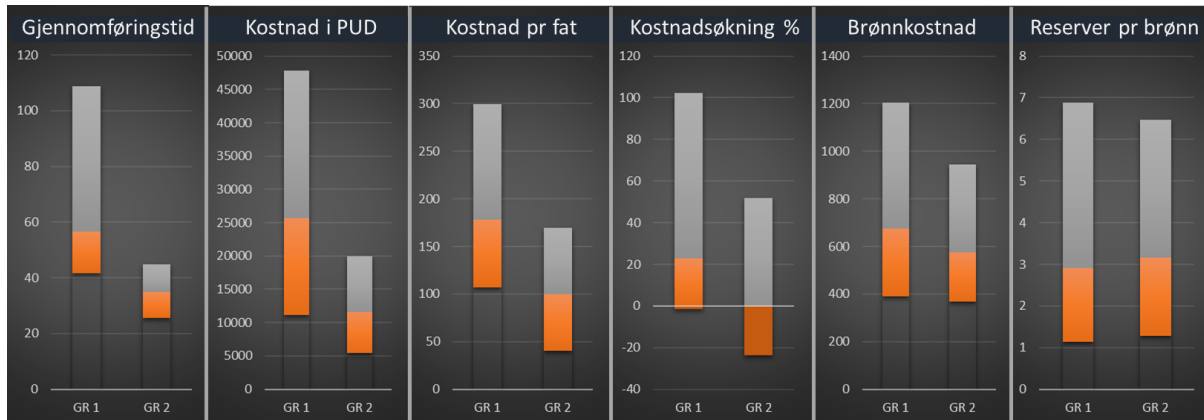
Parameter	Selvstendige	Satellitter	Alle
Reserver, MSm3 oe	89,9	14,8	41,6
Olje/kondensat - MSm3; ved produksjonsstart	44,1	7,7	20,7
Gass/NGL - GSm3; ved produksjonsstart	45,8	7,1	20,9
Gass/Væske forhold	1,039	0,915	1,009
Opprinnelig tilstedeværende ressurser	181,5	32,9	85,8
Utvinningsgrad, prosent	49,5	45,2	48,5
Antall brønner pr prosjekt	17	5	9
Reservoarets areal, km2	57	17	31
Vannndyp	297	222	249
Reservoardyp	2837	2867	2857
Gjennomføringstid fra PUD til produksjonsstart	50	26	34
Utbyggingskostnad i PUD (MNOK dagens kroneverdi)	39007	7121	18470
Utbyggingskostnad pr fat (NOK/fat oe)	81	76	80
Borekostnader pr brønn (MNOK)	483	521	496
Reserver pr brønn, MSm3 oe pr brønn	5,3	2,9	4,4

**Figur 7-7 Gjennomsnittsverdier for utvalgte parametere**

Det er imidlertid viktig å være klar over at variasjonsområdet for hele porteføljen av prosjekter er stort siden den omfatter prosjekter som er svært forskjellige både med hensyn til rammebetingelser og størrelse, og som ble gjennomført i forskjellige tidsperioder. Som beskrevet i kapittel 7.3 gikk vi fra 2005 inn i en periode med sterkt økende oljepris. Samtidig økte aktivitetsnivået i industrien og det oppsto raskt et betydelig gap mellom forventet kostnadsnivå og realiserte kostnader. Etter hvert ble forventningene/estimatene justert i forhold til den nye situasjonen, men da oljeprisen begynte å falle i 2014 og så ut til å stabilisere seg på et mye lavere nivå, ble det i industrien igangsatt og gjennomført effektive kostnadsreducerende tiltak.

For å illustrere variasjonsområdet for enkelte parametere er det gjort et utvalg på 10 noenlunde sammenlignbare selvstendige prosjekter (gruppe 1), og tilsvarende 10 større satellittprosjekter (gruppe 2). Figur 7-8 viser gjennomsnittsverdier, samt variasjonsområdet fra minste til største verdi for disse to gruppene. De største utslagene har gjerne spesielle årsaker, og det gjøres oppmerksom på at Martin Linge prosjektet som inngår i gruppe 1 påvirker variasjonsområdet for tid og kostnader i vesentlig grad. I forbindelse med benchmarking er det viktig å være oppmerksom på slike spesielle forhold.

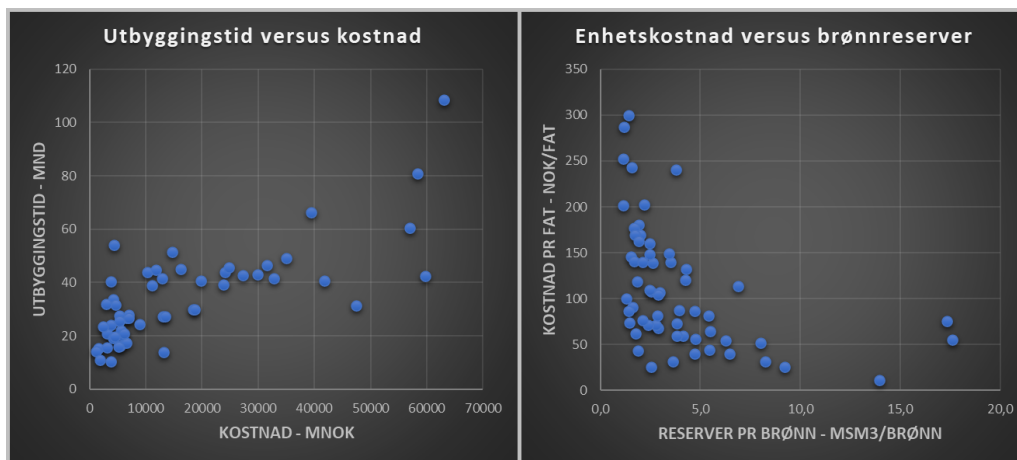




**Figur 7-8 Variasjonsområde for gruppe 1 og gruppe 2 av prosjekter**

Det kan være interessant å se på mulige korrelasjoner mellom parametere. Figur 7-9 viser et par eksempler på dette. Figuren til venstre viser sammenhengen mellom utbyggingstid og utbyggingskostnad. Figuren viser som forventet en tydelig sammenheng, men også stor variasjon. Her er alle prosjektene i databasen inkludert.

Figuren til høyre viser sammenhengen mellom enhetskostnad (NOK/fat) og reserver pr brønn. Figuren viser som forventet at felt med store reserver pr brønn har lave enhetskostnader. Men den store spredningen illustrerer samtidig at det er mange andre forhold som påvirker enhetskostnaden.



**Figur 7-9 Sammenheng mellom tid og kostnad, samt mellom enhetskostnad og reserver pr brønn**

## 7.5 Kostnader og kostnadskategorier

De fleste prosjektene får en kostnadsendring fra DG3 til DG4. Noen elementer kan bli billigere – andre dyrere. Dette betyr at den relative andelen for de enkelte elementene endrer seg fra DG3 til DG4. Hvis hele prosjektet får en viss kostnadsøkning i prosent, kan en ikke anta at alle kostnadselementene får samme prosentvise økning, se Figur 7-10. For et prosjekt viser figuren at betydelige kostnadsøkninger for anlegg mer enn oppveies av kostnadsreduksjoner for brønner.

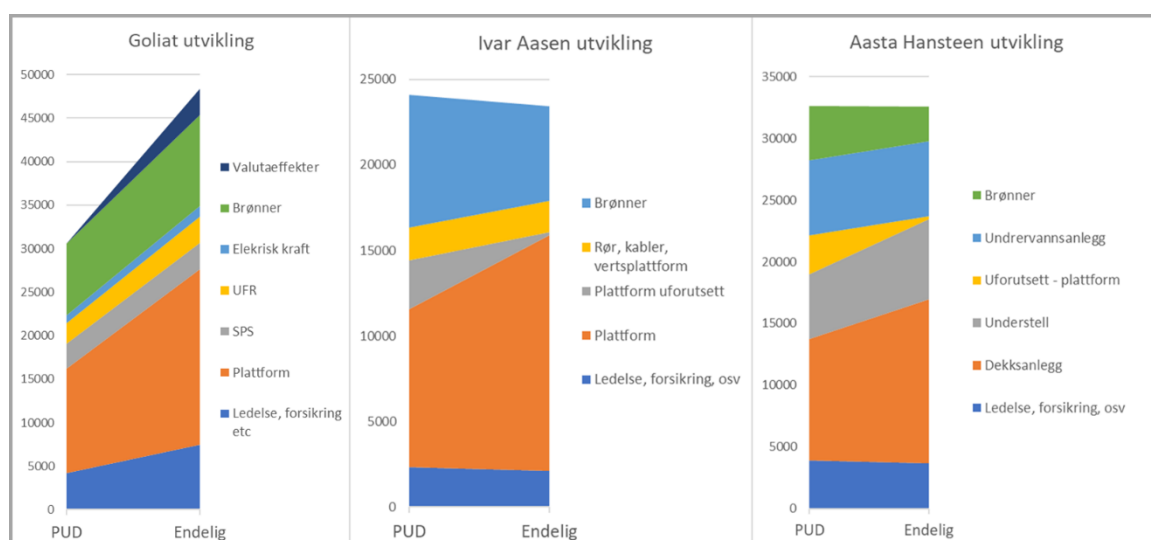
For plattformer er det interessant å se på kostnader for dekkсанlegg og understell hver for seg. Men det er kostnader i forbindelse med ledelse, prosjektering, marine operasjoner og



oppkobling som ikke alltid kan defineres som tilhørende dekkсанlegg eller understell. For FPSOer av forskjellige slag er det ikke noen klar definisjon av hva som er dekkсанlegg og hva som er understell.

For undervanns produksjonsanlegg er det interessant å se på kostnader for SPS (subsea production systems) og UFR (umbilical, flowlines, risers) hver for seg. Men det er kostnader i forbindelse med ledelse, prosjektering, marine operasjoner, som ikke alltid kan defineres som tilhørende SPS eller UFR. Det er også ulik praksis for om kontrollkabler tilhører SPS eller UFR.

Kostnader for ledelse defineres ofte ulikt. I noen tilfeller er det kun et lite «kjerneteam» som inngår i ledelseskostnader. I andre tilfeller kan ledelseskostnader inneholde all ledelse, samt petek, studier driftsforberedelser og forsikring. Dette betyr at prosjektledelse som prosentandel kan variere mye.



Figur 7-10 Kostnadsutvikling i tre forskjellige prosjekter

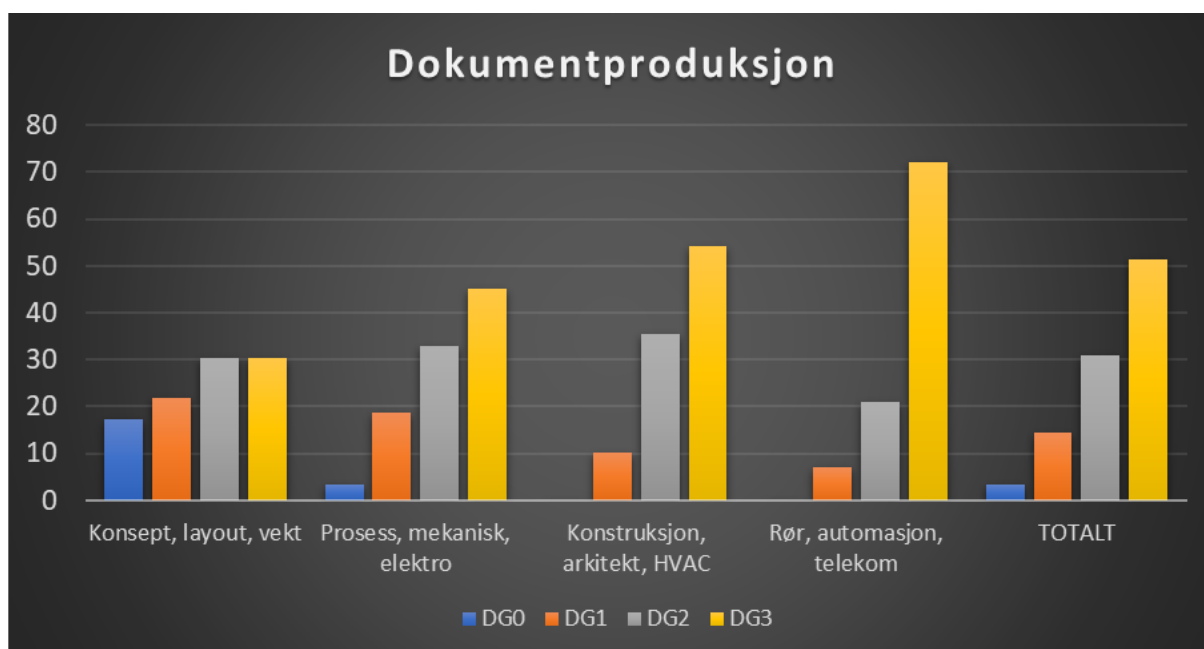
## 8 HMS/kvalitet i planleggingsfasen

### 8.1 Arbeidsprosesser

Prosjektering i tidligfasen er en komplisert tverrfaglig prosess hvor det inngår parallelle aktiviteter og iterasjoner fram mot en konseptløsning som danner basis for detaljprosjektering, bygging og installasjon. Utfordringen ligger i å komme balansert ut med dekkareal, volum, vekt og bæreevne samtidig som alle krav til sikkerhet, helse og miljø blir ivaretatt.

Figur 8-1 illustrerer hvor stor andel av samlet mengde tidligfasedokumenter som blir produsert pr fagområde til hvert beslutningspunkt for en selvstendig utbyggingsløsning. Naturlig nok har fagområdene prosess og mekanisk en forholdsvis stor innsats tidlig, mens andre - som rør og automasjon, kommer senere. (Det er forskjeller fra prosjekt til prosjekt og figuren er representativ for en ny produksjonsinstallasjon)

Etter at funksjonalitet og hovedprosess er definert, konsentreres innsatsen om geometri og utforming (layout), hovedkonstruksjoner og tungt utstyr med lang leveringstid.



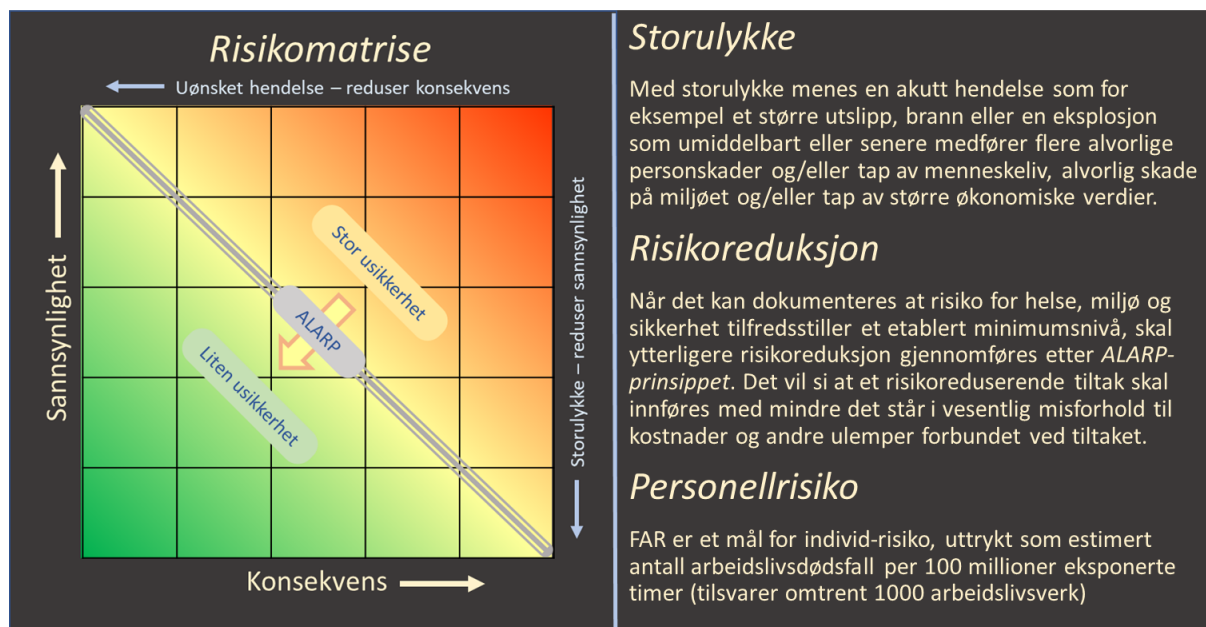
Figur 8-1 Produksjon av tidligfasedokumenter pr fagområde (Kilde: IKM Acona)

### 8.2 Viktige begrep innen sikkerhetsarbeidet

Erfaringene fra petroleumsvirksomheten har tydelig demonstrert risikoen som er forbundet med virksomheten. Storulykkeperspektivet vil derfor alltid toppe myndighetenes prioriteringer, ref. Alexander L. Kielland (1980) og Piper Alpha (1988). Noen av begrepene som gjennomgående benyttes er illustrert i Figur 8-2.

Risikomatriser er mye brukt for å synliggjøre forskjellige risikoforhold som et produkt av hendelsers sannsynlighet og konsekvens. Det må imidlertid presiseres at for hendelser med store konsekvenser og liten sannsynlighet vil det være så stor usikkerhet knyttet til kvantifisering av sannsynligheten at det blir vanskelig å bruke den i beslutningssammenheng. Ptil presiserer derfor risikobegrepet ved å si at risiko er konsekvensene av virksomheten, med tilhørende usikkerhet.

Det legges følgelig vekt på at plattformer skal være enkle og robuste, med lavest mulig risiko for storulykker. Enkeltfeil skal ikke føre til uakseptable konsekvenser. Dette refereres til som innebygget sikkerhet.



**Figur 8-2 Illustrasjon av viktige begrep innen sikkerhetsarbeidet (Kilde: IKM Acona)**

Når det kan dokumenteres at risiko for helse, miljø og sikkerhet tilfredsstillende et etablert minimumsnivå, skal ytterligere risikoreduksjon gjennomføres etter ALARP-prinsippet. Det vil si at et risikoreducerende tiltak skal innføres med mindre det står i vesentlig misforhold til kostnader og andre ulemper forbundet ved tiltaket. (ALARP: As Low as Reasonably Practicable).

Fatal accident rate (FAR) er en mye brukt risikoparameter. FAR er en statistisk forventningsverdi for antall omkomne personer per 100 millioner timer eksponering, noe som grovt tilsvarer et helt arbeidsliv for til sammen 1000 personer.

### 8.3 Hoved sikkerhetsfunksjoner

Plattformer dimensjoneres for *funksjonslaster* som har sin årsak i fysisk eksistens, bruk og behandling av plattformen, for *naturlaster* som forårsakes av naturforhold og for *ulykkeslaster* som plattformen kan utsettes for ved uriktig bruk, teknisk svikt eller uønsket ytre påvirkning.

Et viktig mål er å hindre eskalering av ulykkessituasjoner, slik at personell som er utenfor den umiddelbare nærheten av ulykkesstedet, ikke skades. Bærende konstruksjoner skal fungere inntil evakuering er gjennomført.

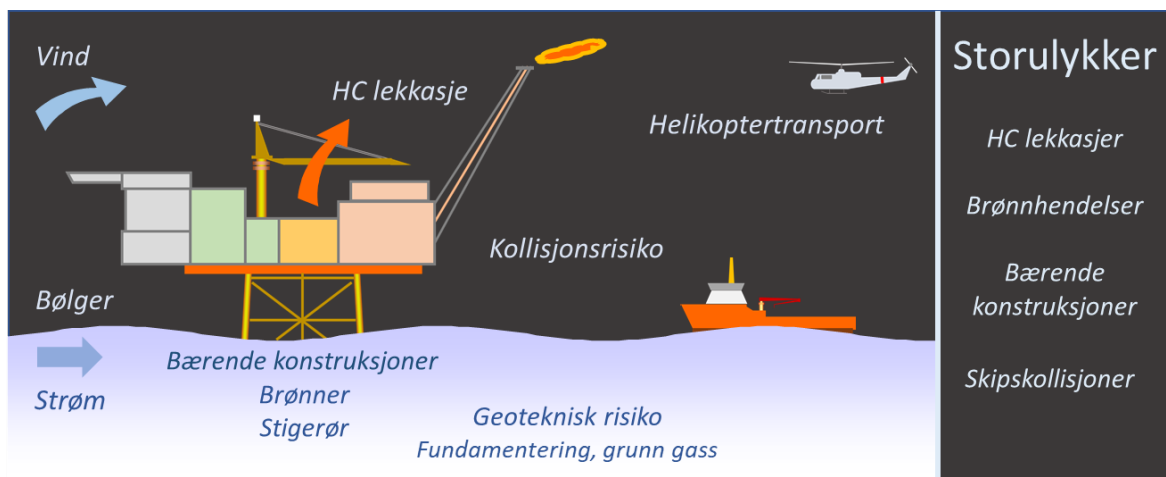
Flytende plattformer er avhengige av pålitelige ballastsystemer for å opprettholde korrekt dypgang, stabilitet og skrogstyrke under normal bruk. I tillegg skal ballastsystemet kunne bringe innretningen til en sikker tilstand etter utilsiktet tap av oppdrift, trim eller krenghing.

Rom som er av betydning for bekjempelse av ulykkeshendelser skal plasseres så sikkert som mulig, dvs. innen bolig- eller hjelpesystemsområdet, og plattformens sikre områder skal være intakte inntil innretningen er evakuert. Det skal være minst en rømningsvei fra ethvert område der personell kan oppholde seg inntil evakuering til innretningens sikre områder og redning av personell er gjennomført.

Erfaring og analyser viser at følgende områder har størst sannsynlighet for storulykker, se Figur 8-3.

- Hydrokarbonlekkasjer
- Alvorlige brønnehendelser
- Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg, rørledninger og tilhørende utstyr
- Skader på bærende konstruksjoner og maritime systemer
- Skipskollisjoner

Også helikoptertransport har storulykkepotensial, men kategoriseres vanligvis ikke som storulykke.



**Figur 8-3 Kartlegging og kvantifisering av risiko i tidligfasen (Kilde: IKM Acona)**

Personellrisiko uttrykt ved FAR verdi er avhengig av plattformkonsept og funksjonalitet, men det er ganske typisk at de viktigste bidragene relateres til:

- Prosessulykker
- Helikoptertransport
- Arbeidsrelaterte ulykker
- Skipskollisjoner
- Stigerørsulykker
- Fallende last / gjenstander

Viktige premisser for sikkerheten legges allerede ved konseptvalget. Dagens designpraksis som er nedfelt i regelverket til Ptil bygger på anerkjente internasjonale standarder og bransjestandarder, deriblant flere av NORSOK standardene. En utbygger kan velge å følge andre normer og standarder enn de som er referert til i Ptils retningslinjer til regelverket,

men operatøren vil da måtte dokumentere spesielt at sikkerhetsnivået som oppnås gjennom bruk av andre standarder er minst like godt.

Gjennomgangen av de tre prosjektene Goliat, Ivar Aasen og Aasta Hansteen viser at håndtering av sikkerhet i tidligfasen i store trekk følger samme metodikk, uavhengig av operatør og utbyggingsløsning. Dette viser at de prinsippene og den metodikken som er nedfelt i myndighetskrav og standarder er godt forstått og gjennomført i industrien.

Alle tre prosjektene har vært godt kjent med, og har benyttet den systematikken som er utviklet for norsk sokkel og som reflekteres i regelverket – Ptil/NORSOK. Dette gjenspeiler seg i at Ptil har hatt få kommentarer i forbindelse med PUD behandlingen.

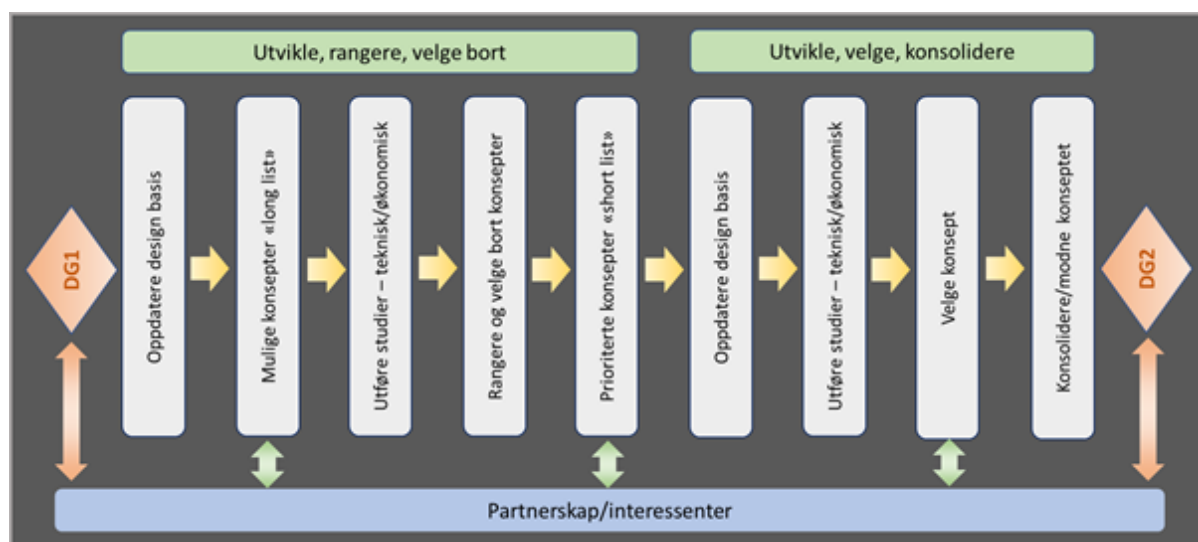
Alle tre prosjektene har valgt konsepter og løsninger som legger til rette for god sikkerhet – selv om det også finnes eksempler på kompromissløsninger som alltid kan diskuteres.

## 8.4 Konseptvalgprosess

I industrien har det utviklet seg en standardisert arbeidsprosess for å velge utbyggingskonsept. Prosessen er til en viss grad formalisert og foregår mellom DG1 og DG2. Etter at DG1 er passert skal det være dokumentert at det finnes i alle fall en løsning som er både teknisk gjennomførbar og økonomisk akseptabel.

Innledningsvis identifiseres et bredt spekter av mulige løsninger. Disse løsningene vurderes på forholdsvis grovt nivå og rangeres. Et begrenset antall prioriterte konsepter velges så ut for mer detaljerte studier. Det er imidlertid viktig at dokumentasjonen for å velge bort løsninger er så grundig at det ikke oppstår behov for eller krav om re-evaluering på et senere tidspunkt.

I neste fase av konseptvalgprosessen konsentreres arbeidet om et begrenset antall prioriterte konsepter som utvikles videre fram mot endelig konseptvalg. Etter at valget er godkjent, foregår det en videre modning/konsolidering fram mot DG2, se Figur 8-4.



Figur 8-4 Oversikt over de forskjellige trinn i konseptvalgprosessen (Kilde: IKM Acona)

Rangering, prioritering og til slutt valg av konsept gjøres normalt på basis av nåverdien av den frie reelle kontantstrømmen etter skatt. Relevante risikofaktorer beskrives, evalueres og tas med i beslutningsdokumentene. Det legges også vekt på spesielle lønnsomhetsindikatorer som internrente, samt robusthet mot lave oljepriser, uttrykt ved balanseprisen.

I prinsippet kan konseptvalgprosessen gjennomføres med jevn progresjon fra DG1 til DG2. Dette forutsetter at alle relevante konsepter er med fra starten, og at alle interessenter er omforent på kritiske tidspunkt – etablering av lang liste, etablering av kort liste og konseptvalg. Hvis disse prinsippene ikke etterlevs, vil det lett oppstå forsinkelser ved at nye konsepter bringes inn, eller det blir «omkamp» av konsepter som er valgt bort.

For at det videre arbeidet etter DG2 skal bli best mulig er det svært viktig at konseptvalget er så entydig og presist som mulig. Det er spesielt tre forhold kan vanskeliggjøre dette:

- Konseptet er basert på ny teknologi som må kvalifiseres
- Konseptet er basert på kjent teknologi, men det har ikke tidligere vært realisert
- Konseptet, eller vesentlige deler av konseptet, eies av en designer/leverandør

## 8.5 Teknisk modning og kvalitet

### 8.5.1 Nye løsninger versus standardisering

På norsk sokkel er det bygget ut olje- og gassfelt med mange forskjellige typer plattformer, som primært deles inn i faste plattformer og flytende plattformer, inklusive skipsformede innretninger.

Nye løsninger tas i bruk når rammebetingelsene krever det, eller når en ny løsning vurderes som bedre i henhold til de kriteriene som legges til grunn for konseptvalg.

Erfaring viser imidlertid at en ikke klarer å ta ut hele potensialet i et nytt konsept ved første bruk. (Det kan vises til erfaringer både i Norge og internasjonalt, bl.a. Mexicogulfen). Først etter 2-3 repetisjoner konvergerer løsningene mot det som kan kalles «beste praksis». Dette skyldes en gradvis utvikling, forbedring og raffinering av både designstandarder, analysemetoder, konstruksjonsdetaljer, byggemetoder og installasjonsmetoder.

Når en baserer utbyggingen på et nytt konsept må det tas høyde for at det kan oppstå uventede problemer på alle områdene som er nevnt ovenfor, dvs. fortolkning og bruk av standarder, analysemetoder, konstruksjonsdetaljer, bygging og installasjon/ferdigstillelse. Konsekvensen av dette vil typisk være forsinkelse, økende tidspress og økte kostnader.

Til en viss grad kan risiko reduseres gjennom ekstra grundige forberedelser og studier, men det vil alltid være en mangel på relevante erfaringsdata (for eksempel produktivitetsdata).

### 8.5.2 Teknologikvalifisering

I petroleumsvirksomheten pågår det kontinuerlig forskning og utvikling av ny teknologi. Dette er nødvendig både for å møte utfordringer i nye områder og for å kunne ta i bruk løsninger som er bedre med hensyn til helse, miljø, sikkerhet, ressursutnyttelse og økonomi. Samtidig er det forståelse for at et stort innslag av ny teknologi representerer en ekstra risikofaktor med betydning for tid, kostnad og sikkerhet. (Ny teknologi kan være nye produkter, analyseverktøy eller kjente produkter brukt på en ny måte).

Det er nødvendig å ha gode kriterier for utvikling, prøving og bruk av ny teknologi. Kriteriene må være representative for de aktuelle bruksforholdene, og teknologien eller metodene må være tilpasset allerede aksepterte løsninger. Planer for teknologikvalifisering og bruk av alternativ teknologi må være realistiske for at det ikke skal oppstå forsinkelser. For virksomheten på norsk sokkel benyttes dokumentet DNV-RP-A203 «Qualification Procedures for New Technology» i planleggingen.

Mot slutten av 1990 tallet ble det på norsk sokkel gjennomført et betydelig teknologiskifte, særlig med hensyn til flytende produksjonsanlegg og havbunnsanlegg med brønner. Dette medførte usikkerhetsfaktorer som ikke ble tilstrekkelig påaktet i budsjettering og prosjektgjennomføring, noe som ble fremhevet i «Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen 1999». I tiden etter år 2000 er ny teknologi blitt introdusert mer gradvis og kontrollert, og ifølge rapporten «Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel 2013» synes nye teknologi elementer å være godt ivaretatt i prosjektene.

## 8.6 Vektkontroll

For plattformprosjekter har det vist seg at god prosjektkontroll forutsetter god vektkontroll. Vekt spiller en viktig rolle i forbindelse med:

- Dimensjonering/vektbalanse
- Transport og installasjon
- Kostnadsestimering
- Stabilitet/bæreevne/bevegelser i drift

### 8.6.1 Byggemetoder

Vektestimering er nært knyttet til konseptutvikling og byggemetode. Grovt sagt er det tre forskjellige typer dekkсанlegg klassifisert etter byggemetoden:

Et integrert dekkсанlegg som bygges ferdig som en enhet som enten løftes på plass over understellet, eller flytes over understellet på lektere. Løfting er bare mulig for mindre dekkсанlegg, mens bruk av lektere bare kan gjøres innenskjærs. Denne løsningen har vært mye benyttet i forbindelse med betongplattformer og flere typer flytende plattformer. Aasta Hansteen benyttet denne metoden.

Et stor-modul dekkсанlegg hvor modulene løftes på plass over understellet. For å redusere antall løft og minimalisere oppkoblingsarbeidet bygges modulene så store som mulig. Denne løsningen har vært mye benyttet i forbindelse med faste stålplattformer. Ivar Aasen benyttet denne metoden.

Et dekkсанlegg bestående av et større antall småmoduler og utstyrspakker som løftes på plass. Denne løsningen er mest kjent fra landanlegg, men er også benyttet for produksjonsskip med stor dekkflate. Goliat benyttet en variant av denne metoden.

### 8.6.2 Vekt av dekkсанlegg

Utfordringene med vektestimering og kontroll gjelder først og fremst dekkсанlegget. Understellet består i hovedsak av konstruksjonsstål (eller betong) som det er mulig å få god oversikt over i en tidlig fase av prosjektet. Utfordringen med understell øker med økende grad av utrustning.

Understellet dimensjoneres primært for å bære det planlagte dekkсанlegget, oftest med en reserve for mulige fremtidige utvidelser. For flytende plattformer er vekten av dekkсанlegget kritisk med hensyn til flyteevne og stabilitet. For slike plattformer er det også nødvendig å

kjenne tyngdepunktets plassering med stor nøyaktighet. I noen tilfeller vil imidlertid krav om et stort integrert oljelager føre til et så stort understell at vekten av dekkсанlegget får mindre betydning.

På det tidspunktet plattformens hoveddimensjoner fryses, er det mange detaljer som gjelder systemer og utstyr som ikke er kjent. Vektene estimeres på grunnlag av foreløpig design og empiriske relasjoner. Utviklingen innen bruk av 3D CAD har vært viktig.

### *8.6.3 Vektoptimalisering*

Norsk industri har tradisjon for å legge forholdsvis mye arbeid i vektoptimalisering. Dette har sammenheng med at i den første fasen på norsk sokkel ble det bygd ut flere store felt med svært store plattformer (Statfjord, Gullfaks, Oseberg), der det var viktig å begrense vektene. For sterkt fokus på vektoptimalisering i en tidlig fase medfører risiko. Med små marginer kan det bli utfordrende og dyrt å håndtere vektøkninger som oppstår underveis i prosjektet. Det er flere eksempler på at det har vært nødvendig å bygge inn ekstra oppdriftselementer sent i prosjektet. Internasjonalt har det vært mer tradisjon for å forenkle designprosessen og standardisere konstruksjoner og materialbruk. Dette har gitt tyngre, men likevel billige løsninger.

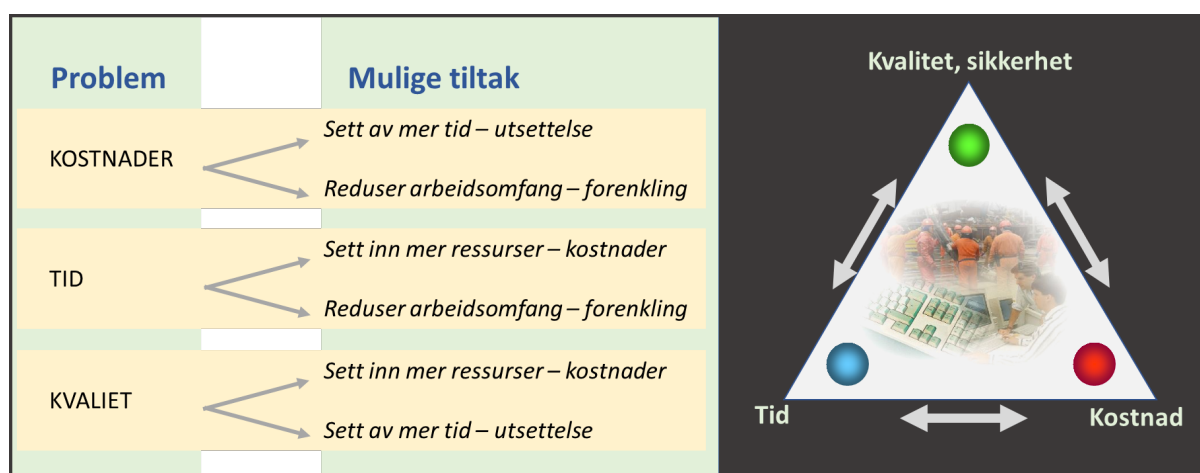


## 9 Prosjektgjennomføring

### 9.1 Styringsparametre

Utbyggingsprosjekter styres innenfor en godkjent ramme for kostnader, gjennomføringstid og kvalitet. Rammene kan være mer eller mindre ambisiøse, men i utgangspunktet må de være realistiske. I et hvilket som helst prosjekt er det risikofaktorer, og uforutsette hendelser kan føre til at prosjektet kommer i vanskeligheter. Utviklingen overvåkes og vurderes kontinuerlig, og eventuelle avvik møtes med korrigerende tiltak. Riktig balansering av kostnader, tid og kvalitet er en utfordring for prosjektet og en viktig del av prosjektets strategi. Hvis rammene er urealistiske, blir det svært vanskelig å finne en slik balanse, og prosjektet kan komme helt ut av kontroll. For å gjenvinne kontroll kan det da være nødvendig å justere rammene.

For prosjekter som kommer i vanskeligheter må det settes inn effektive tiltak for å sikre best mulig kontroll over disse tre hovedparametrene. Strategien vil kunne variere fra prosjekt til prosjekt, men avhengig av hvor stort presset er, vil det kunne bli nødvendig å inngå kompromisser for minst en av parametrene, se Figur 9-1.



Figur 9-1 Balansering av kvalitet, tid og kostnad

### 9.2 Gjennomføringstid og kostnader

På samme måte som mengde utvinnbare reserver definerer utbyggingskostnadene størrelsen på prosjektet. Begrep som små prosjekt, mellomstore prosjekt, store prosjekt og megaprojekt benyttes ofte for å karakterisere prosjektene. Mens små prosjekt kan gjennomføres i mer eller mindre standardiserte serier, har megaprojekt spesifikke utfordringer knyttet til at prosjektene faktisk er store og komplekse. Se også verdikjedeprosjekt.

Utbyggingskostnad i forhold til reserver sier noe om prosjektets kostnadseffektivitet eller robusthet. Nullpunktpris (eller balansepris) før skatt er en enda bedre indikator på kostnadseffektivitet eller robusthet siden den også tar hensyn til driftskostnader, samt tidsfordelingen av både inntekter og utgifter.

Utvikling i kostnader er viktige å følge med på. Kostnadsøkning er gjerne et symptom på problemer med framdrift eller kvalitet.

### 9.3 Utbyggingskonsept

Viktige parametre for valg av utbyggingskonsept er utvinnbare reserver, antall brønner, vanddyb og tilgjengelig infrastruktur. På norsk sokkel er det benyttet et bredt spekter av løsninger for selvstendige utbygginger og for satellitt utbygginger. I dag er disse løsningene godt kjent. Det betyr at teknologien ikke er en så stor utfordring som tidligere, men det forekommer at teknologien for enkelte elementer strekkes, og utgjør en risiko (store vanddyb, høye trykk og temperaturer, uønskede stoff i brønnstrømmen, lang avstand for overføring av brønnstrøm osv.).

### 9.4 Avstand for overføring av brønnstrøm

Avstand til infrastruktur er en av parametrene som defineres av geografisk plassering. Men i særlig grad er avstand fra borelokasjon til vertsplattform for satellittfelt viktig. Utfordringer knyttet til brønnstrøms-overføring over lengre avstander kan være svært kostnadskrevende og i ytterste konsekvens en stopper for prosjektet. Eksempler på kostnadsdrivende tiltak for å muliggjøre prosjektet er bruk av dyre rørmaterialer, behov for isolasjon, behov for ned-graving/beskyttelse, behov for oppvarming, behov for pumping og behov for kjemikalieinjeksjon.

### 9.5 Ombygging/modifikasjon av plattformer

Noen prosjekt, og da spesielt satellittprosjekt, omfatter modifikasjon, ombygging og utvidelse av eksisterende anlegg. Dette er arbeid som det er vanskelig å definere med tilstrekkelig sikkerhet. Involvering av flere aktører (forskjellige operatørselskap) gjør det ekstra krevende. Arbeid som utføres offshore må tilpasses den ordinære driften og det tilgjengelige antall sengeplasser. De tekniske løsningene må tilpasses tilgjengelig areal og vektkapasitet. Slike prosjekt er spesielt eksponert for både HMS risiko og risiko for forsinkelser og kostnadsoverskridelser.

### 9.6 Vekt og vektoppfølging

For plattformprosjekter har det vist seg at god prosjektkontroll forutsetter god vektkontroll. Vekt spiller en viktig rolle i forbindelse med:

- Dimensjonering/vektbalanse
- Transport og installasjon
- Kostnadsestimering
- Stabilitet/bæreevne/bevegelser i drift

Utfordringene med vektestimering og kontroll gjelder først og fremst dekkсанlegget. Understellet består i hovedsak av konstruksjonsstål (eller betong) som det er mulig å få god oversikt over i en tidlig fase av prosjektet. Utfordringen med understell øker med økende grad av utrustning.

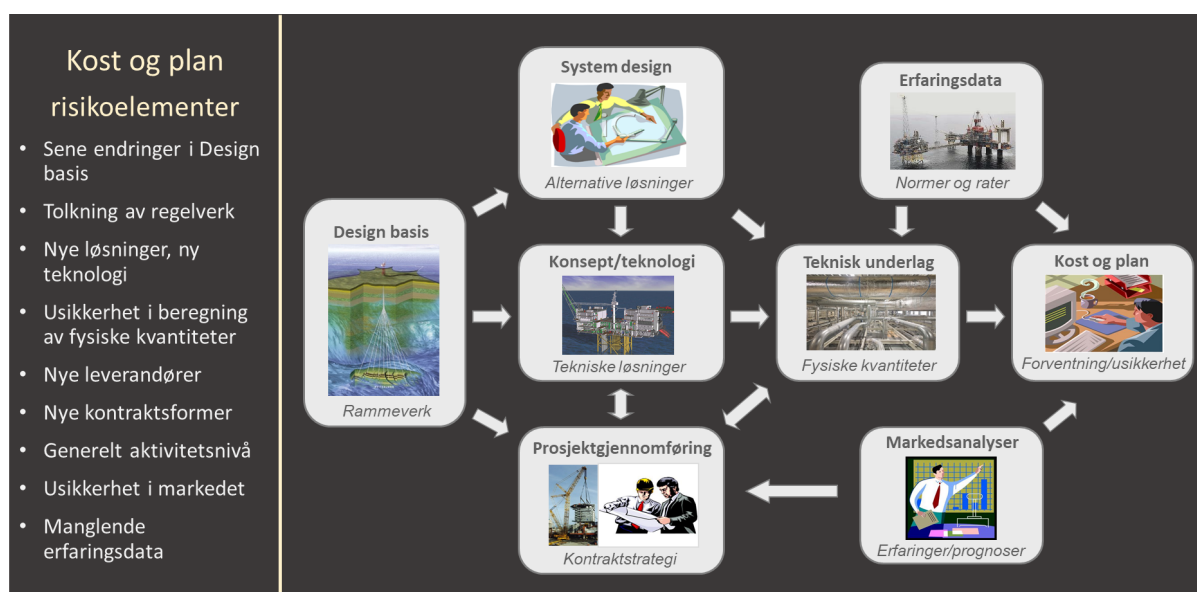
### 9.7 Verdikjedeprosjekt/infrastrukturprosjekt

Enkelte store prosjekt omfatter ny eller modifisert/utvidet infrastruktur for transport og/eller behandling av olje/gass-produkter på andre offshoreanlegg eller landanlegg. Dette kan også omfatte forsyning av elektrisk kraft. Slike prosjekt som allerede i utgangspunktet er store blir ekstra kompliserte ved at flere aktører i verdikjeden involveres. Det oppstår flere grensesnitt som prosjektet må forholde seg til og risiko for forsinkelser og kostnadsoverskridelser øker.

## 10 Parametre som karakteriserer petroleumsfelt

Alle petroleumsfelt er forskjellige, men grupper av felt kan ha fellestrekk og kan danne basis for sammenligninger og vurderinger. Et petroleumsfelt kan karakteriseres ved en lang rekke kvantifiserbare størrelser. Noen av disse er kjent med stor nøyaktighet umiddelbart etter at det er gjort et funn. Andre parametre er mer usikre og kan først bestemmes etter omfattende undersøkelser, som kan omfatte alt fra boring av nye brønner til testproduksjon, målinger, laboratorieundersøkelser og store dataanalyser.

Gjennom tidligfasen defineres det etter hvert utbyggingsløsninger tilpasset feltets rammebetingelser og karakteristikk. Utbyggingsløsningene kan i sin tur sammenlignes og vurderes basert på karakteristiske kvantifiserbare størrelser som vekter og kostnader som utvikles gjennom en serie av arbeidsprosesser, se Figur.



**Figur 10-1 Fra design basis til kost og plan estimater**

Gjennom hele den norske oljehistorien har det vært eksempler på prosjekter som har fått store problemer i utbyggingsfasen, både med tid, kostnader og kvalitet/HMS. Prosjektgjennomganger og granskninger har vist at problemene i svært mange tilfeller kan føres tilbake til design basis, og at de underliggende årsakene er sammensatte:

- Ny region med nye rammebetingelser (klima, vanddypp, infrastruktur, osv.)
- Reservoaregenskaper og fluidegenskaper er ikke tilstrekkelig undersøkt eller forstått
- Prosjektets størrelse og kompleksitet (etablering/utnyttelse av infrastruktur)

Betydningen av utvalgte parametre diskuteres nedenfor, og Tabell 10-1 inneholder en oppstilling av parametre som karakteriserer et petroleumsfelt, og som er viktige elementer i design basis.

**Tabell 10-1 Datagrunnlaget pr. prosjekt**

Prosjektinformasjon	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tidspunkt for PUD godkjenning</li> <li>• Tidspunkt for produksjonsstart</li> <li>• Opprinnelig tilstedeværende ressurser</li> <li>• Reserver rapportert i PUD året</li> <li>• Reserver rapporter i oppstartsåret</li> <li>• Region; geografisk plassering</li> <li>• Vanndybde fra MSL – meter</li> <li>• Reservoardybde fra MSL – meter</li> <li>• Reservoar areal - km<sup>2</sup></li> <li>• Oljens tetthet uttrykt ved °API</li> <li>• Reservoar kompleksitetsindeks</li> <li>• Utvinningsgrad</li> <li>• Selvstendig utbygging eller satellittutbygging</li> <li>• Navn på vertsinnretning for satellittfelt</li> </ul>
Plattformbrønner	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antall produsenter</li> <li>• Antall vanninjektorer</li> <li>• Antall gassinjektorer</li> </ul>
Satellittbrønner	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antall produsenter</li> <li>• Antall vanninjektorer</li> <li>• Antall gassinjektorer</li> </ul>
Undervannsanlegg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antall flerbrønns bunnrammer</li> <li>• Antall satellittbrønner</li> <li>• Antall ubemannede brønnhodeplattformer</li> <li>• Avstand mellom borelokasjon og vertsplattform</li> </ul>
Rørledninger og kabler - lengde	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eksportør for olje/kondensat - km</li> <li>• Eksportør for gass - km</li> <li>• Elektrisk kabel - km</li> </ul>
Produksjonsinnretning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Olje eller gass innretning</li> <li>• Plattformkonsept</li> <li>• Boreanlegg på innretningen</li> <li>• Kraftforsyning (ja/nei)</li> <li>• Olje/kondensat lager (ja, nei, FSO)</li> </ul>
For selvstendige utbygginger	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Behandlingskapasitet for olje/kondensat</li> <li>• Behandlingskapasitet for gass</li> <li>• Behandlingskapasitet for produsert vann</li> <li>• Kapasitet for vanninjeksjon</li> </ul>
Kostnader	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utbyggingskostnad; ved PUD</li> <li>• Utbyggingskostnad; ved produksjonsstart</li> <li>• Nullpunktspris ved PUD</li> </ul>

### 10.1 Parametre og indikatorer

Måltall eller indikatorer (KPIer) benyttes til å styre en virksomhet i en ønsket retning. KPIer skal være spesifikke, målbare, ambisiøse, relevante, tids angitte og enkle. Ved å benytte slike KPIer kan grupper av prosjekter sammenlignes, og KPIer som fremstår som avvikende eller ekstreme indikerer områder som krever tiltak eller ekstra oppmerksomhet. Det er to hovedgrupper av KPIer:

Den ene gruppen inneholder absolutte størrelser der hensikten er å illustrere om prosjektet er stort eller lite, om det befinner seg på grunt eller dypt vann osv.

Den andre gruppen inneholder normaliserte størrelser eller forholdstall der hensikten er å illustrere kvaliteter/utfordringer i prosjektet. Kostnader pr fat, kostnader pr brønn, utvinnbare reserver pr brønn osv.

Tabell 10-2 viser en oversikt over måltall og indikatorer. (Det kan stilles spørsmål ved om flere av disse faller inn under KPI begrepet, siden de er naturgitte parametre som bare er med på å karakterisere prosjektet).

**Tabell 10-2 Parametre og indikatorer**

Absolutte størrelser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Opprinnelig tilstedeværende ressurser</li> <li>• Reserver rapportert i PUD året</li> <li>• Reserver rapporter i oppstartsåret</li> <li>• Vanndybde fra MSL – meter</li> <li>• Reservoardybde fra MSL – meter</li> <li>• Reservoar areal - km<sup>2</sup></li> <li>• Antall brønner</li> <li>• Utbyggingskostnader</li> <li>• Gjennomføringstid - fra PUD til produksjonsstart</li> </ul>
Konseptspesifikke størrelser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vekt av dekkсанlegg</li> <li>• Vekt av understell</li> <li>• Antall brønnsliiser</li> <li>• Antall brønnrammer</li> <li>• Rørlengder (både feltrør og eksportrør)</li> <li>• Største lengde for overføring av brønnstrøm</li> </ul>
Normaliserte størrelser eller forholdstall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Forholdet mellom gass og væske</li> <li>• Forventet utvinningsgrad</li> <li>• Reservoarkompleksitet</li> <li>• Ressurstetthet (ressurser pr km<sup>2</sup>)</li> <li>• Utvinnbare reserver pr km<sup>2</sup></li> <li>• Utvinnbare reserver pr brønn</li> <li>• Kostnader pr brønn</li> <li>• Kostnader pr meter for rør og kabler</li> <li>• Kostnader i forhold til utvinnbare reserver</li> <li>• Kostnader i forhold til produksjonskapasitet</li> <li>• Nullpunktspris</li> </ul>

## 10.2 Rammebetingelser

### 10.2.1 Geografisk plassering

Geografisk plassering, som for norsk sokkel gjelder områder fra den sørvestlige Nordsjøen til det nordøstlige Barentshavet, har betydning for mange HMS risiko relaterte forhold:

- Klima (bølger, vind, strøm, temperatur, snø og is)
- Skipstrafikk (kollisjonsrisiko)
- Fiskeriaktivitet med tråling osv.
- Sårbart dyre-, fugle- og planteliv

Geografisk plassering definerer også tilgangen på infrastruktur som kan være vesentlig for utbygging og drift av feltet.

- Redning og beredskap
- Landbaser og logistikk
- Eksportmuligheter/ilandføringsmuligheter for olje- og gassprodukter

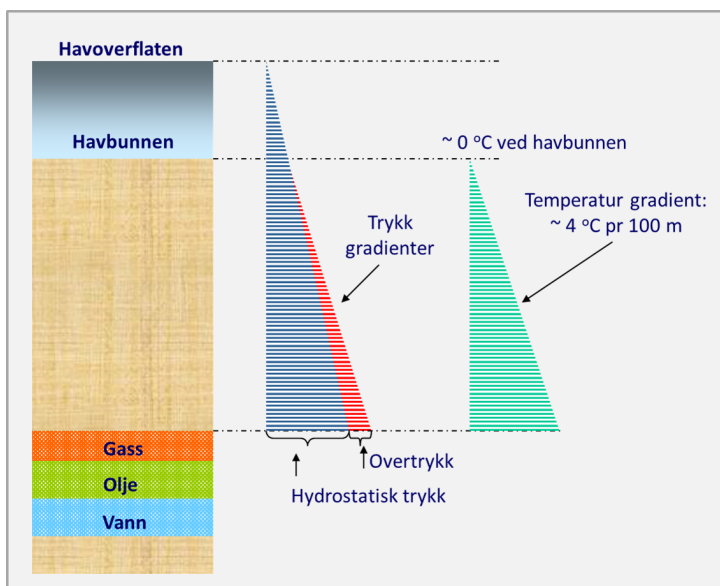
- Elektrifisering
- Tilknytningsmuligheter for mulige framtidige satellittfelt.

### 10.2.2 Vanndyp

Vanndybde er en parameter som for norsk sokkel ikke lenger er regnet som en mulig prosjektstopper, men kan likevel ha stor betydning for konseptvalg, marine operasjoner og det generelle kostnadsnivået.

### 10.2.3 Reservoardyp

Dybden fra havnivå til reservoar er en svært viktig parameter i karakteriseringen av feltet. Men dette er ikke en helt entydig størrelse. Dybden til toppen av reservoaret kan variere betydelig innenfor samme felt. Et felt kan bestå av flere reservoar på forskjellig dyp. I beskrivelser av feltet snakkes det gjerne om et spenn i reservoarybde eller en typisk eller gjennomsnittlig reservoarybde.



**Figur 10-2 Reservoarybdens betydning for trykk og temperatur**

For svært dype reservoar er det utfordringer på følgende områder:

- Trykk og temperatur øker med dybden, se Figur 2
- Blir feltet klassifisert som et HP/HT felt indikerer det økt HMS risiko
- Både borelengden og borekompleksiteten øker med dybden, og dermed også tidsforbruket og kostnadene.
- Etter at reservoartrykket under produksjon har sunket under en viss grense, vil det ikke lenger være sikkert å bore flere brønner inn i reservoaret (fare for å miste boreslam og brønn kontroll)
- Undervannsinstallasjoner, rørledninger og innløpssystem må designes for høyt trykk

For svært grunne reservoar er det andre typer utfordringer:

- Retningsboring/boring av langtrekkende brønner blir vanskeligere. Det blir behov for flere borelokasjoner

- Lavt reservoartrykk, men risiko for brudd i berglagene over reservoaret ved vanninjeksjon, og dermed risiko for lekkasje fra reservoar til sjø

#### 10.2.4 Reservoarets areal/utstrekning

Reservoarets areal og utstrekning har betydning feltlayout, antall brønner, borelokasjoner, brønnstrøms rør og kabler. Se også avsnitt om ressurstetthet.

### 10.3 Utvinnbare reserver, antall brønner og reservoarets kompleksitet

#### 10.3.1 Reservoartyper

Reservoarene som produktene kommer fra deles inn i 4 typer:

- Oljefelt (umettet)
- Oljefelt (mettet) med gasskappe
- Gass/kondensat felt
- Gassfelt

Et oljefelt inneholder olje med noe assosiert gass. Forholdet mellom utvinnbar mengde gass og utvinnbar mengde olje målt i oljeekvivalenter er gjerne mindre enn 10 prosent. Oljefelt med lite assosiert gass inneholder gjerne tung olje (lav API) og er avhengige av kunstig løft (gassløft basert på importert gass eller pumping).

Et oljefelt med gasskappe inneholder olje mettet med assosiert gass, samt en kappe med fri gass over oljen. Forholdet mellom utvinnbar mengde gass og utvinnbar mengde olje målt i oljeekvivalenter ligger gjerne i området 10–30 prosent. For slike felt ligger forholdene godt til rette for bruk av gassløft.

Et gass/kondensatfelt inneholder petroleum som er i gassfase i reservoaret, mens det skilles ut kondensat ved overflatebetingelser. Utvinnbar mengde gass og utvinnbar mengde kondensat målt i oljeekvivalenter kan være av samme størrelsesorden, men noen ganger er det mest gass, andre ganger mest kondensat. Verdien av kondensatet kan altså være større enn verdien av gassen. Når reservoartrykket faller under produksjon vil det felles ut kondensat i reservoaret som da ikke lenger er utvinnbart. For å maksimere kondensatproduksjonen opprettholdes i noen tilfeller trykket ved at gassen i den første fasen re-injiseres (sirkulasjon av gass).

Et gassfelt inneholder i hovedsak gass, men det vil skilles ut noe kondensat ved overflateprosessering. Kondensatmengden kan variere fra nesten null til kanskje 20 prosent av gassmengden (målt i oljeekvivalenter). Det finnes også eksempler på gassfelt med en tynn underliggende oljesone som i noen tilfeller kan produseres separat, ref. Troll.

#### 10.3.2 Utvinnbare reserver

Ressursgrunnet uttrykt ved beregnede utvinnbare reserver definerer størrelsen på prosjektet. Begrep som små prosjekt, mellomstore prosjekt, store prosjekt og megaprojekt benyttes ofte for å karakterisere prosjektene. Mens små prosjekt kan gjennomføres i mer eller mindre standardiserte serier, har megaprojekt mer spesifikke utfordringer knyttet til at prosjektene faktisk er store og komplekse. Se også verdikjede-prosjekt.

Reservene fra et petroleumfelt deles inn i 4 produktkategorier; olje, NGL, kondensat og gass, og måles i oljeekvivalenter.

Olje og kondensat er væskeprodukter, mens gass og NGL er gassprodukter (selv om de forskjellige NGL produktene er flytende under høyt trykk, lav temperatur eller en kombinasjon).

Sammensetningen av produktene er avgjørende for hva slags behandlingsanlegg og transportsystem det er behov for. For mulige satellittfelt er den bestemmende for hvilke eksisterende plattformer som egner seg som vertsplattform.

Oljens tetthet målt i °API er en viktig parameter som sier noe om hvor lett eller vanskelig det er å produsere, behandle og selge oljen.

### *10.3.3 Ressurstetthet*

Reservoarvolum og areal er direkte relatert til volumet av petroleumsforekomsten. Tykkelsen av reservoaret er en viktig parameter. Et tynt reservoar med stort areal krever mange brønner, eller brønner med lange horisontale seksjoner og flere grener. Dette stiller høye krav til nøyaktig brønnstyring. Borekostnaden kan bli høye. Ressurstetthet eller opprinnelig tilstedeværende ressurser pr km<sup>2</sup> er en parameter som bidrar til å karakterisere utfordringene med feltet.

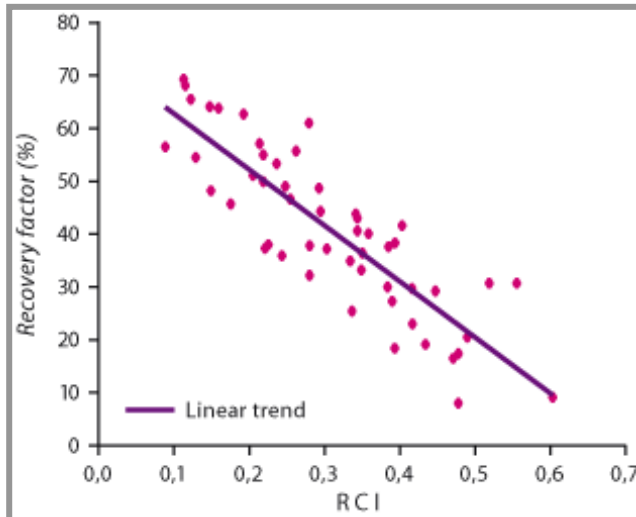
### *10.3.4 Reservoarkompleksitet og utvinningsgrad*

Bestemmelse av utvinnbare mengder baserer seg på en beregnet utvinningsgrad. Utvinningsgraden er en usikker parameter og det er stor variasjon fra felt til felt, med lav utvinningsgrad for rene oljefelt og høy utvinningsgrad for rene gassfelt. Beregningen av utvinningsgrad kan endre seg etter hvert som det innhentes ny informasjon om reservoaret. Utvikling av teknologi og endringer av strategiene for utvinningen vil også kunne forandre det estimerte, utvinnbare volumet og dermed også utvinningsgraden.

Oljedirektoratet forsøkte i samarbeid med industrien å definere en reservoarkompleksitetsindeks, RCI. Målet med prosjektet var å uttrykke kompleksiteten til reservoaret og dermed indikere hvor utfordrende det kan være å oppnå høyere utvinningsgrad, se Figur 3. Indeksen var basert på en rekke parametre som beskriver reservoarforholdene, blant annet generell permeabilitet, permeabilitetskontrast, vertikal og horisontal kommunikasjon i reservoaret (påvirkes for eksempel av forkastninger), tette lag, trykk, temperatur, tendenser til at vann eller gass trekkes mot produksjonsbrønnene (koning) og lignende.

De ulike parametrene ble gitt en verdi basert på objektive grenser og subjektive vurderinger. Det ble videre brukt veiefaktorer mellom de ulike parametrene, slik at den samlede verdien ble normalisert til en indeks mellom 0 og 1. En høy indeks indikerer et mer komplekst reservoar enn en lav indeks.





**Figur 10-3 Figur 3 Utvinningsgrad som funksjon av reservoarkompleksitet**

#### *10.3.5 Antall brønner*

Antall brønner henger sammen med feltets størrelse/ressursgrunnlag, men også med reservoarets areal og kompleksitet, se reservoarkompleksitetsindeks. Behov for vann- og/eller gassinjeksjon øker det totale antall brønner.

Antall brønner har betydning for både kompleksitet og kostnader for utbyggingen. Antall brønnsliiser er en viktig dimensjonerende parameter både for undervannsanlegg, brønnhodeplattformer og andre plattformer med dekkskompleterte brønner. Antall brønner i forhold til utvinnbare reserver er en interessant parameter, men her vil det være forskjeller for de forskjellige reservoartypene som er beskrevet.

## 11 Utvalgte data fra IKM Aconas datasamling

I dette tillegget til rapporten har vi tatt med et utvalg av data fra IKM Acona som kan være et supplement til det som er beskrevet i kapittel 7.

Om prosjektene som inngår i datasamlingen

- Alle prosjektene har godkjent PUD etter år 2000.
- Noen få prosjekter har ennå ikke kommet i produksjon.
- 21 prosjekter er klassifisert som selvstendige utbyggingsprosjekt. Denne gruppen omfatter Snøhvit og Ormen Lange som er basert på overføring av brønnstrøm fra felt til landanlegg.
- 38 prosjekt er klassifisert som satellitt utbyggingsprosjekt. De fleste er basert på undervannsproduksjonsanlegg knyttet opp mot en vertsinnretning, men det er tre prosjekter hvor det er benyttet en enkel brønnhodeplattform. Satellitt a) er satellittprosjekt med PUD før 2015 og Satellitt b) er satellittprosjekt med PUD i 2015 eller senere

Databasen er basert på opplysninger som er offentlig tilgjengelige eller var det på rapporteringstidspunktet. Informasjonen kan derfor avvike fra faktiske forhold i dag.

Nøkkeltall for grupper av prosjekter

	GJENNOMSNITTSVERDIER			
	Selvstendige	Satellitt - a	Satellitt - b	Alle prosjekt
Vanndybde - meter fra MSL	297	208	240	249
Reservoardybde - meter fra MSL	2837	2890	2839	2857
Reserver - MSm3 o.e.	89,9	13,2	16,9	41,6
Forhold gass/væske - Sm3 o.e./Sm3 o.e.	1,04	1,13	0,64	1,01
Forventet utvinningsgrad - prosent	49,5	42,9	52,8	48
Antall brønner (produsenter og injektorer)	17	4	7	9
Reserver pr brønn - MSm3 o.e./brønn	5,3	3,4	2,5	4,4
Gjennomføringstid (DG3-DG4) i mnd	51,0	22,2	29,2	34,5
Utbyggingskostnad i PUD - GNOK'21	38,6	5,5	9,0	18,3
Kostnadsendring i prosent (fra DG3 til DG4)	18,3	8,0	-6,6	13,7
Utbyggingskostnad i PUD pr Sm3 o.e. (NOK/Sm3 o.e.)	429	421	533	440
Utbyggingskostnad i PUD pr brønn (MNOK pr brønn)	2269	1437	1322	1949

## Nøkkeltall for selvstendige prosjekt etter 2000

	Grane	Kvitbjørn	Kristin	Sneohvit	Ormen L	Alvheim	Volve	Gjøa	Skarv	Gollat	Guðrun	Knarr	Valemon	E Grieg	M Linge	Ivar Aasen	Gina Krog	A Hansteen	J Sverdrup 1	J Casberg	J Sverdrup 2	Gjennomsnitt
Vanndyp	127	190	315	300	1000	125	80	360	370	400	110	410	135	110	115	110	115	1270	115	370	115	297
Reservoardyp	1700	4000	4675	2100	3000	2150	2900	2250	3000	2000	4500	3800	3050	1900	4050	2400	3700	3000	1900	1600	1900	2837
Reserver - MSm3 o.e.	120	74	96	191	422	36	15	55	69	31	28	10	31	29	42	32	35	55	295	89	133	90
Forhold gass/væske	0,00	3,12	1,52	9,54	13,81	0,29	0,12	4,36	3,94	0,00	0,84	0,15	5,66	0,10	2,78	0,25	1,04	90,67	0,06	0,00	0,03	1,04
Forventet utvinningsgrad	54	34	68	48	97	27	69	45	43	28	26	28	6	29	59	52	58	69	68	51	67	50
Antall brønner	33	9	12	11	24	14	8	13	16	22	8	9	12	15	11	13	14	8	47	30	28	17
Reserver pr brønn	3,64	8,23	8,03	17,34	17,59	2,54	1,90	4,25	4,29	1,41	3,51	1,13	2,61	1,93	3,78	2,47	2,48	6,88	6,28	2,96	4,76	5,29
Gjennomføringstid, mnd	39	51	47	65	41	44	34	41	60	81	46	45	43	42	109	43	49	66	52	43	31	51
Kostnad i PUD - GNOK'21	25,7	14,1	24,9	60,2	99,6	11,6	2,8	38,8	43,0	36,5	24,4	14,0	23,0	26,1	31,4	30,1	35,2	37,0	135,7	51,2	44,6	38,6
Kostnadsendring - prosent	-7,2	4,4	23,1	47,2	47,6	99,2	46,3	8,1	31,2	55,7	-1,4	15,5	11,2	10,4	100,7	-1,5	0,5	6,8	-24,2	15,4	5,2	18,3
Kostnad i PUD pr Sm3 o.e.	214	191	259	315	236	326	185	702	627	1177	869	1369	733	904	756	939	1015	673	460	576	335	429
Kostnad i PUD pr brønn	778	1570	2077	5469	4149	830	351	2981	2689	1659	3054	1552	1913	1742	2858	2318	2516	4628	2886	1707	1592	2269

## Nøkkeltall for satellittprosjekt med PUD før 2015

	Tambar	Vale	Sjogyn	Mikkell	Skirne	Urd	Vilje	Tyrifhans	Volund	Alve	Rev	Vega	Morvin	Trym	Manuk	Visund Sør	Hyme	Atla	Skuld	Svalin	Bøyla	Gjennomsnitt
Vanndyp	68	115	70	220	120	380	120	270	120	370	100	370	360	65	370	290	250	120	340	125	120	208
Reservoardyp	4200	3700	2700	2500	2900	2050	2150	3500	2000	3600	3000	3500	4600	3400	2800	2900	2150	2700	2500	1750	2100	2890
Reserver - MSm3 o.e.	10,1	4,7	10,9	41,8	8,3	11,5	8,7	77,6	8,0	8,3	4,6	12,1	13,8	5,8	10,8	11,8	4,4	1,7	10,4	7,4	3,6	13,2
Forhold gass/væske	0,40	0,81	2,63	5,24	4,19	0,02	0,05	1,62	0,11	7,30	5,57	6,12	0,50	3,46	14,43	3,37	0,26	4,67	0,09	0,00	0,06	1,13
Forventet utvinningsgrad	20	26	33	64	42	35	35	51	30	41	82	14	27	57	72	41	63	90	41	44	45	43
Antall brønner	4	1	2	3	2	8	3	12	5	3	3	6	4	2	2	3	2	1	9	3	3	4
Reserver pr brønn	2,53	4,70	5,45	13,93	4,15	1,44	2,90	6,47	1,60	2,77	1,53	2,02	3,45	2,90	5,40	3,93	2,20	1,70	1,16	2,47	1,20	3,41
Gjennomføringstid, mnd	15	14	16	23	21	16	40	41	32	24	19	42	27	11	21	17	20	11	14	16	27	22
Kostnad i PUD - GNOK'21	1,6	1,0	3,3	4,0	2,7	5,1	3,0	19,5	4,0	3,4	3,7	8,3	10,4	3,5	5,1	7,1	5,6	1,7	12,1	5,3	6,0	5,5
Kostnadsendring - prosent	0,3	19,8	-3,8	-21,5	11,1	5,3	23,8	2,0	19,4	10,9	13,0	51,7	8,8	10,7	7,5	-7,5	-0,8	9,4	9,0	-7,0	9,2	8,0
Kostnad i PUD pr Sm3 o.e.	161	216	301	96	325	442	342	251	498	408	813	683	757	595	472	603	1266	1005	1166	722	1663	421
Kostnad i PUD pr brønn	408	1014	1642	1335	1347	636	991	1626	797	1129	1247	1377	2611	1725	2550	2373	2785	1708	1348	1782	1996	1437
Vertspattform	Ula	Heimdal	Sleiper A	Asgard B	Heimdal	Norne	Alvheim	Kristin	Alvheim	Norne	Armada	Gjøa	Asgard B	Harald	Norne	Gullfaks C	Njord A	Heimdal	Norne	Grane	Alvheim	

## Nøkkeltall for satellittprosjekt med PUD i 2015 eller senere

	Maria	Oseberg VF2	Utgard	Oda	Trestakk	Bauge	Dvalin	Valhall VF	Skogul	Fenja	Nova	Snorre EXP	Ærfugl	Solveig	Duva	P1	Breidablikk	Gjennomsnitt
Vannndyp	300	100	115	65	300	280	360	70	110	325	370	350	400	100	350	350	127	240
Reservoardyp	3800	2750	3700	2900	3900	2700	4500	2400	2100	3350	2500	2800	2800	1900	2200	2200	1760	2839
Reserver - MSm3 o.e.	32,9	17,6	3,4	5,2	11,9	11,5	18,8	12,7	1,6	11,6	12,6	33,8	55,3	9,2	11,4	8,6	29,6	16,9
Forhold gass/væske	0,14	0,80	2,09	0,04	0,11	0,44	46,00	0,26	0,11	0,43	0,37	0,00	6,68	0,32	2,18	3,91	0,00	0,64
Forventet utvinningsgrad	75	59	31	47	35	44	71	37	52	49	34	41	75	33	55	45	74	53
Antall brønner	6	10	2	3	5	3	4	6	1	6	6	24	6	5	3	3	23	7
Reserver pr brønn	5,48	1,76	1,70	1,73	2,38	3,83	4,70	2,12	1,56	1,93	2,11	1,41	9,22	1,84	3,81	2,87	1,29	2,48
Gjennomføringstid, mnd	27	28	32	22	28	54	44	21	24	45	39	30	24	27	25	20	6	29
Kostnad i PUD - GNOK'21	17,8	9,0	3,5	6,0	6,1	4,3	11,6	6,0	1,6	11,1	10,2	21,4	9,1	6,7	5,7	4,4	19,0	9,0
Kostnadsendring - prosent	-23,6	-22,8	-15,9	-8,7	-13,1	0,1	-10,0	2,4	45,9	5,6	8,0	-12,6	-2,9	1,6	-8,4	0,0	0,6	-6,6
Kostnad i PUD pr Sm3 o.e.	541	511	1043	1160	511	370	616	471	1043	957	806	632	164	728	497	512	642	533
Kostnad i PUD pr brønn	2964	899	1774	2011	1217	1419	2896	997	1627	1844	1696	890	1509	1342	1892	1467	826	1322
Vertsplattform	Kristin	Oseberg	Sleipner T	Ula	Åsgard A	Njord A	Heidrun	Valhall	Alvheim	Njord A	Gjøa	Snorre A	Skarv	E Grieg	Gjøa	Gjøa	Grane	

