



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2018 30 stp

Fakultet for realfag og teknologi
Tor Anders Nygaard

Kostnadsanalyse av et innovativt forankringssystem for flytende vindturbiner

Cost Analysis of an Innovative Mooring System for
Floating Wind Turbines

Andreas Sønåsen

Industriell økonomi
Fakultet for realfag og teknologi

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2018 ved fakultetet for realfag og teknologi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Oppgaven utgjør 30 studiepoeng og er skrevet som den avsluttende delen av studiet industriell økonomi.

Oppgaven er en kostnadsanalyse av to ulike forankringssystemer for flytende vindturbiner; ett referansesystem og ett innovativt system. Gjennom beregning av livssyklus kostnad (LCC) og energikostnad (LCOE) skal det undersøkes om det innovative forankringssystemet kan være kostnadsreducerende i forhold til referansesystemet.

Jeg ønsker å takke min hovedveileder ved NMBU, Tor Anders Nygaard, for all veiledning og gode innspill gjennom arbeidet med oppgaven. Jeg ønsker også å takke min biveileder ved NMBU, Marit Irene Kvitem, for gode råd angående dimensjonering av forankringsliner. En spesiell takk rettes også til Håkon S. Andersen ved Dr. Techn. Olav Olsen for nyttige innspill og verifisering av estimater til kostnadsanalysen.

En spesiell takk går også til de som har tatt seg tid til å bidra med estimater for kostnadsanalysen: Karl Johan Hauge (Island Offshore), Neil Schulz (Lankhorst Ropes), Alan Duncan (Intermoor) og Elmer Otterspeer (Vryhof Anchors).

Til slutt ønsker jeg å takke medstudent Heming Smedsrud Aldrin for gode diskusjoner og tett samarbeid gjennom arbeidet med oppgaven.

Ås, 15. mai 2018

Andreas Sønåsen

Sammendrag

Offshore vindkraft har et stort potensial som energikilde grunnet havets tilgjengelige areal og sterke vinder. Bunnfaste vindturbiner krever passende bunnforhold og grunt vann. Dette har ført til økt interesse for flytende vindturbiner som kan installeres på dypere vann. Flytende vindkraft er foreløpig ikke lønnsomt, og er avhengig av kostnadsreduksjoner. Forankringssystemet til flytende vindturbiner utgjør en betydelig del av den totale kostnaden. Kjetting er den vanligste forankringslinen som benyttes for flytende vindturbiner, men bruk av kjetting resulterer i et tungt og kostbart forankringssystem som vil ha begrenset funksjonalitet på grunt og dypt vann.

Gjennom denne oppgaven er det foreslått et innovativt forankringssystem som et alternativ til referansesystemet. Det innovative forankringssystemet benytter forankringslinjer av polyester og nylon istedenfor kjetting. Dette gjør forankringssystemet mye lettere og mer elastisk, men med tilsvarende stivhet og stabiliseringsevne som referansesystemet. De to forankringssystemene ble modellert og simulert gjennom simuleringsverktøyet 3DFloat. Komponentene i forankringssystemene ble dimensjonert basert på data fra ULS-simuleringer.

En kostnadsanalyse ble gjennomført for å beregne livssyklus kostnad (LCC) for forankringssystemene og energikostnad (LCOE) for en vindpark som benytter forankringssystemene. Kostnadsanalysen er basert på innsamlede estimater fra offshore leverandører og tidligere arbeid. En sensitivitetsanalyse ble gjennomført for å undersøke forankringssystemenes kostnadsfølsomhet mot endring av utvalgte nøkkelparametere.

Resultatene fra kostnadsanalysen viste en 45 % reduksjon i LCC for det innovative forankringssystemet i forhold til referansesystemet. Under forutsetning at forankringssystemene utgjør 12,5 % av de totale kostnadene for den flytende vindparken ble det notert en 6 % reduksjon i LCOE ved bruk av det innovative forankringssystemet istedenfor referansesystemet. Etter vurdering av kostnadsreduksjonene anbefales det videre undersøkelser på det innovative forankringssystemet.

Abstract

Offshore wind power has a large potential as a renewable source of energy due to the available area and strong winds on the ocean. Bottom fixed wind turbines require suitable soil conditions and shallow water. This has caused a rise in interest for floating wind turbines that can be installed on deeper water. Floating wind power is currently not profitable and is depending on cost reductions. The mooring system of floating wind turbines make up a significant part of the total cost. Chain is the most common mooring line used for floating wind turbines, although using chain results in a heavy and expensive mooring system with limited functionality in both shallow and deep water.

This thesis has proposed an innovative mooring system as an alternative to the reference system. The innovative mooring system uses polyester and nylon mooring lines instead of chain. This makes the mooring system much lighter and more elastic but still provide similar stiffness and station keeping ability as the reference system. The two mooring systems were modelled and simulated through the simulation software 3DFloat. The components of the mooring systems were designed based on data from ULS simulations.

A cost analysis was conducted to calculate the life cycle cost (LCC) of the mooring systems and the levelized cost of energy (LCOE) for a wind farm using the mooring systems. The cost analysis is based on obtained estimates from offshore suppliers and previous work. A sensitivity analysis was conducted to measure the cost sensitivity of the mooring systems against changes in selected key parameters.

The results of the cost analysis displayed a 45 % decrease in LCC for the innovative mooring system compared to the reference system. By assuming that the mooring systems make up 12,5 % of the total costs for the floating wind farm, a 6 % reduction in LCOE was noted by using the innovative mooring system instead of the reference system. After considering the cost reductions, the innovative mooring system is recommended for further studies.

Liste over forkortelser

ALS	Accidental limit state
AHTS	Anchor Handling Tug Supply
CAPEX	Capital expenditure
CNY	Chinese yuan
DECOM	Decommissioning
DECEX	Decommissioning expenditure
DNV GL	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
D&C	Development and consenting
DEA	Drag embedment anchor
FLS	Fatigue limit state
HMPE	High modulus poly ethylene
I&C	Installation and commissioning
IEA	International Energy Agency
LCOE	Levelized cost of energy
LCC	Life cycle cost
MCF	Manufacturing complexity factor
MBL	Minimum breaking load
NOK	Norwegian krone
OPEX	Operational expenditure
PV	Present value
P&A	Production and acquisition
ROV	Remotely operated vehicle
UHC	Ultimate holding capacity
ULS	Ultimate limit state
VLA	Vertically loaded anchor
WACC	Weighted average cost of capital

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	LIFES50+	2
1.3	Olav Olsen Star Wind Floater	2
1.4	Prosjektbeskrivelse	4
2	Teori	5
2.1	Forankringssystemer	5
2.1.1	Forankringsliner	6
2.1.2	Ankertyper	10
2.1.3	Installasjon av forankringssystem	12
2.1.4	Dimensjonering av forankringssystemer	13
2.2	Livssykluskostnad (LCC)	16
2.3	Nåverdi	18
2.4	Energikostnad (LCOE)	19
2.5	Produksjon av energi	20
3	Metode	23
3.1	Presentasjon av forankringssystemer	23
3.1.1	Baseline	23
3.1.2	Innovative	25
3.2	Beregning av LCC	28
3.2.1	Produksjon og innkjøp	29
3.2.2	Transport	32
3.2.3	Installasjon	34
3.2.4	Drift og vedlikehold	35
3.2.5	Avvikling	36
3.3	Beregning av LCOE	36
3.4	Sensitivitetsanalyse	38
4	Resultater	41
4.1	Optimaliserte kostnader	41

4.2	LCC Forankringssystem	43
4.3	LCOE Vindpark Nordsjøen	44
4.4	Sensitivitetsanalyser	45
4.4.1	Dagrater	45
4.4.2	Råstålpris	46
4.4.3	Diskonteringsrente	47
4.4.4	Driftsår	47
4.4.5	Antall vindturbiner	48
5	Diskusjon	49
5.1	Resultater fra kostnadsanalyse.....	49
5.2	Usikkerheter og svakheter med oppgaven.....	50
6	Konklusjon.....	53
6.1	Hovedfunn	53
6.2	Videre arbeid	53
7	Referanser.....	54
8	Vedlegg.....	I
Appendix A	Dimensjoneringstabeller	I
A.1	Stevpris Mk6.....	I
A.2	Vryhof DEA	II
A.3	Vryhof VLA.....	II
A.4	Sugeanker.....	III
Appendix B	Datablader	IV
B.2	Triplate	V
B.3	Polyesterline (GAMA98).....	VI
B.4	Nylonline (DB12)	VI

Figurliste

Figur 1-1 Illustrasjon av OO-Star (Dr. Techn. Olav Olsen, u. d.).....	3
Figur 2-1 Taut og catenary forankringssystemer (Chakrabarti, 2005).....	5
Figur 2-2 Kjettingkonstruksjoner (Chakrabarti, 2005)	6
Figur 2-3 Ståltaukonstruksjoner (Chakrabarti, 2005)	7
Figur 2-4 Forlengelsesdiagram for de vanligste syntetiske fibertauene (MARIN, u. d.).....	9
Figur 2-5 Vanlige ankere brukt til forankring av flytende plattformer (Vryhof Anchors, 2015) ..	10
Figur 2-6 MV Island Valiant AHTS (Island Offshore, u.d.).....	12
Figur 2-7 Totale livssyklus kostnader illustrert som en isfjellanalogi (Blanchard, u. d.)	17
Figur 2-8 Tapskilder ved produksjon av energi fra vind (Benveniste et al., 2016).....	21
Figur 3-1 Illustrasjon av Baseline	23
Figur 3-2 Kraftplott fra ULS simulering for kjettingline 1 ved innfestning til plattform	24
Figur 3-3 Illustrasjon av Innovative	25
Figur 3-4 Kraftplott fra ULS simulering for polyesterline 1 ved innfestning til VLA	26
Figur 3-5 Kraftplott fra ULS simulering for nylonline 1 ved innfestning til sugeanker	27
Figur 3-6 Kostnadskategorier for livssyklus kostnader.....	28
Figur 3-7 Kart med fullasttimer for områder i Nordsjøen (Kjeller Vindteknikk et al., 2009)	36
Figur 4-1 LCC for baseline og innovative forankringssystem	43
Figur 4-2 LCOE for Vindpark Nordsjøen med baseline og innovative forankringssystem.....	44
Figur 4-3 Endring i LCC for endring av dagrate.....	45
Figur 4-4 Endring i LCOE for endring av dagrate	45
Figur 4-5 Endring i LCC for endring av råstålpris	46
Figur 4-6 Endring i LCOE for endring av råstålpris	46
Figur 4-7 Endring i LCOE for endring av diskonteringsrente	47
Figur 4-8 Endring i LCOE for endring av driftsår	47
Figur 4-9 Endring i LCC for endring av antall vindturbiner.....	48
Figur 4-10 Endring i LCOE for endring av antall vindturbiner	48
Figur 8-1 Dimensjoneringstabell Stevpris Mk6 (Vryhof Anchors, 2015)	I
Figur 8-2 Dimensjoneringstabell for Vryhof DEA (American Bureau of Shipping, 2013).....	II
Figur 8-3 Dimensjoneringstabell for Vryhof VLA (American Bureau of Shipping, 2013).....	II

Figur 8-4 Dimensjoneringstabell for sugeanker (American Bureau of Shipping, 2013)	III
Figur 8-5 Datablad for kjetting (Viciny Cadenas, u.d.).....	IV
Figur 8-6 Datablad for triplate (Sotra Marine Produkter AS, u.d.).....	V
Figur 8-7 Datablad for polyesterline (Lankhorst Ropes, 2016)	VI
Figur 8-8 Datablad for nylonline (BEXCO, 2017)	VI

Tabelliste

Tabell 2-1 Lastfaktorer for grensetilstander (DNV GL, 2013)	14
Tabell 3-1 Kostnadsestimater for forankringsliner	29
Tabell 3-2 Kostnadsestimater for utvalgte ankertyper	30
Tabell 3-3 Kostnadsestimater for andre komponenter	31
Tabell 3-4 Informasjon om AHTS-er fra Island Offshore for transport	32
Tabell 3-5 Informasjon om AHTS-er fra Island Offshore for installasjon	34
Tabell 3-6 Informasjon om AHTS-er fra Island Offshore for inspeksjon.....	35
Tabell 3-7 Data for Vindpark Nordsjøen	37
Tabell 3-8 Årlig kostnadsoversikt gjennom vindparkens levetid.....	38
Tabell 3-9 Nøkkelparametere og nivåer brukt i sensitivitetsanalysen	39
Tabell 4-1 Optimaliserte kostnader for baseline	41
Tabell 4-2 Optimaliserte kostnader for innovative	42

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

For å kunne opprettholde velferdsutviklingen fremover er verden avhengig av trygge, stabile og bærekraftige energikilder. Den europeiske union har som mål å redusere klimagassutslipp med 80-95% fra 1990-nivå innen 2050 ved å redusere bruken av fossile energikilder og satse på fornybar energi (Europakommisjonen, 2011). Vindkraft har et enormt potensial og kan spille en viktig rolle for å nå EUs klimamål. Vindkraft dekker i dag omtrent 11% av Europas energibehov, og mer i enkelte land. I Danmark dekkes opp mot 40% av befolkningens energibehov av vindkraft. Det internasjonale energibyrået IEA spår at vind kommer til å bli Europas største energikilde innen 2030.

Landbasert vind har eksistert i Europa siden 80-tallet, og regnes som moden og velprøvd teknologi. Landbasert vind er i dag den rimeligste teknologien for ny energiproduksjon. Samlet sett har Europa 145,5 GW installert effekt i landbasert vind (WindEurope, 2017). Bygging av landbaserte vindparker fører ofte til uheldige konsekvenser som skyggekast, støy og negativ visuell påvirkning av landskapet. Dette har bidratt til en økende interesse for å plassere vindturbiner på havet, utenfor menneskers synsfelt.

Potensialet for energiproduksjon er større på havet fordi vindhastigheten er høyere og mer stabil enn på land. Dette gir flere fullasttimer og dermed mer effektiv energiproduksjon. De store tilgjengelige arealene på havet gjør det mulig å bygge mange og store vindparker. Vindturbinene kan bygges større, med høyere effekt, fordi transporten av de store konstruksjonene ikke er begrenset av infrastruktur i samme grad som på land.

Det finnes i dag to teknologier for fundamentering av offshore vindturbiner; bunnfaste fundamenter og flytende fundamenter forankret til havbunnen. Nesten alle offshore vindparker er i dag bunnfaste, men det er forventet at flytende vindturbiner vil ta over på sikt. Grunner til dette mangel på passende grunne områder og at de bunnfaste fundamentene må tilpasses for varierende vanndybder og bunnforhold. Det betyr at fundamentene ikke kan masseproduseres i samme grad som flytende fundamenter. Bunnfaste vindturbiner er også begrenset til grunt vann, da kostnaden for bunnfast fundament på dypt vann vil gjøre investeringen ulønnsom (NVE, 2015).

Vindkraft er i dag ikke lønnsomt uten støtte fra statlige subsidier. Offshore bunnfast vindkraft er tre ganger så dyrt å bygge ut per MW som landbasert vindkraft (Rasen, 2009). Vindkraft er derfor avhengig av kostnadsreduksjoner i fremtiden for å kunne konkurrere med andre fornybare energikilder.

1.2 LIFES50+

LIFES50+ er et internasjonalt samarbeidsprosjekt med 12 deltakere fra 8 land med formål om å optimere og validere neste generasjons flyteplattformer for 10 MW offshore vindturbiner på hav dypere enn 50 meter. Prosjektet er finansiert gjennom EUs «Horizon 2020» program og har en varighet på 40 måneder, fra juni 2015 til oktober 2018. Prosjektet har et budsjett på 7,3 millioner euro og ledes av norske SINTEF Ocean.

Ved å øke effekten på dagens vindturbiner vil kostnadene per produserte MWh gjennom vindturbinens livssyklus reduseres. For at vindkraft skal være lønnsomt er det forventet at fremtidens vindturbiner kommer til å være større enn dagens vindturbiner. LIFES50+ har som mål å optimere og kvalifisere to innovative flyteplattformer som kan tilpasses 10 MW vindturbiner. Dette er svært store vindturbiner som ikke finnes i dag, men det er forventet at teknologien kommer på markedet om kort tid da denne typen oppskalering vil være den mest effektive måten å redusere energikostnaden på kort sikt.

Prosjektet tok utgangspunkt i fire flyteplattformkonsepter designet for 5 MW vindturbiner. Disse ble videreutviklet og oppskalert for 10 MW vindturbiner. To av konseptene ble utvalgt etter vurdering gjennom evalueringsverktøyet «Floating Offshore Wind Assessment Tool» (FOWAT). Norske «Olav Olsen Star Wind Floater» var ett av konseptene som gikk videre i denne runden, og sendt til videre testing og optimering (Snøfugl, 2016).

1.3 Olav Olsen Star Wind Floater

Olav Olsen Star Wind Floater, heretter OO-Star, er en halvt-nedsenkbar flytende vindturbinplattform utviklet av Dr. Techn. Olav Olsen. Den består av en stjerneformet pongtong med tre hule sylindere som skaper oppdrift og stabilitet. Vindturbinen festes i midten på en sentrert søyle. OO-Star kan bygges i enten stål eller betong, eller en kombinasjon av disse. Flytende

vindturbiner er svært utsatt for utmattingsskader, på grunn av kontinuerlig, varierende belastning fra vind, bølger og strøm. Betong tåler utmatting bedre enn stål, og har derfor lengre levetid. Den enkle konstruksjonen gjør det mulig å bygge OO-Star over hele verden. Ved å benytte OO-Star som plattform kan en komplett vindturbin ferdigstilles inne ved kysten og taues ut på dypere vann. Dette eliminerer behovet for kostbare offshore kranfartøy for installasjon ute på havet (Dr. Techn. Olav Olsen, u. d.).



Figur 1-1 Illustrasjon av OO-Star (Dr. Techn. Olav Olsen, u. d.)

OO-Star ble brukt i ENERGIX-prosjektet «Concrete substructure for floating offshore wind turbines» som gikk fra 2012 til 2014. Dette prosjektet hadde som mål å utvikle OO-Star til en bærekraftig, kostnadseffektiv og konkurransedyktig løsning for flytende offshore vindturbiner (Forskningsrådet, u.d.-a). Prosjektet tok utgangspunkt i en 6 MW modell av OO-Star plassert på 100 meters dyp i Nordsjøen. Den endelige modellen ble forankret med tre slakke kjettinglinjer med diameter 147 mm og ankerradius 750 meter. Slakke kjettingforankringer har vært mye brukt olje- og gassindustrien, men er tungt, kostbart og derfor ikke optimalt for permanent forankring av offshore vindturbiner på dypere vann enn 100 meter.

På bakgrunn av behovet for nye, billigere forankringsløsninger for flytende vindturbiner ble ENERGIX-prosjektet «Innovative Mooring Systems» startet i 2016. Dette prosjektet bruker også OO-Star som utgangspunkt, med fokus på installasjon i grunt vann. Prosjektet har som mål å utvikle nye og innovative forankringssystemer som kan redusere kostnadene ved forankring, da forankringskostnadene utgjør en vesentlig del av det totale kostnadsbildet. De innovative

forankringssystemene vil ta i bruk kombinasjoner av forankringskomponenter som kjetting, vaier, fibertau og klumpvekter. Prosjektet skal ferdigstilles i 2018 (Forskringsrådet, u.d.-b).

1.4 Prosjektbeskrivelse

Denne oppgaven er utarbeidet i samarbeid med hovedveileder Tor Anders Nygaard i januar 2018 og vil gå parallelt med ENERGIX-prosjektet «Innovative Mooring Systems», der Nygaard er involvert. I samarbeid med masterstudent Heming Smedsrud Aldrin skal det utvikles et innovativt forankringskonsept for en 6 MW modell av OO-Star plassert på 100 meters dyp.

Problemstilling

Flytende vindkraft er en relativt ny energiteknologi med stort potensiale. For å gjøre flytende vindkraft konkurransedyktig ovenfor andre fornybare energikilder må kostnadene reduseres, da teknologien foreløpig ikke er lønnsom. Forankringskostnadene utgjør en vesentlig del av det totale kostnadsbildet for flytende vindturbiner. Normalt benyttes kjetting som forankringsline, men dette skaper et tungt og kostbart forankringssystem med begrenset funksjonalitet på grunt og dypt vann. Det er behov for nye, innovative forankringsløsninger som kan bidra til å redusere kostnadene for flytende vindturbiner.

Hovedmål

Hovedmålet med masteroppgaven er å redusere kostnadene knyttet til forankring av flytende vindturbiner.

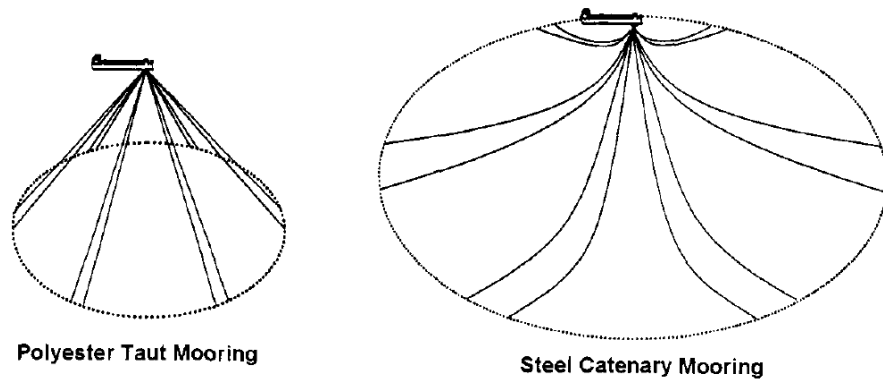
Delmål

1. Velge et referansesystem og utarbeide et innovativt forankringssystem.
2. Dimensjonere forankringssystemene.
3. Samle inn tids- og kostnadsestimater fra leverandører innen offshore forankring.
4. Beregne livssyklus kostnad (LCC) for forankringssystemene og energikostnad (LCOE) for en vindpark som benytter forankringssystemene.
5. Gjennomføre en sensitivitetsanalyse med utvalgte nøkkelparametere.
6. Sammenligne resultatene for det innovative forankringssystemet med referansesystemet og vurdere eventuell kostnadsreduksjon.

2 Teori

2.1 Forankringssystemer

Hensikten med et forankringssystem er å holde igjen flytende plattformer når de utsettes for krefter fra vind, bølger og havstrøm. Forankringen skal skape en horisontal kraftkomponent ved innfestningen på flyteplattformen. Hovedkomponentene i et forankringssystem er anker, forankringsline og innfestning. Forankringssystemer kan designes med forskjellige kombinasjoner av linematerialer og anker for å fungere optimalt i ulike værforhold, vanddybder og bunnforhold.



Figur 2-1 Taut og catenary forankringssystemer (Chakrabarti, 2005)

Catenary forankringssystem

Et *catenary* forankringssystem er en type slakkforankring der selve vekten av forankringslinen holder igjen flyteplattformen ved påvirkning av ytre krefter. Forankringslinene er vanligvis kjetting eller vaier som på grunn av sin egenvekt danner en kurve fra innfestning ned til havbunnen. På havbunnen ligger en lengde av forankringslinen flatt frem til ankeret. Den horisontale lengden fra ankeret til innfestningspunktet på plattformen kan typisk være 5-20 ganger større enn den vertikale lengden fra innfestningspunktet på plattformen til havbunnen (Chakrabarti, 2005). Når vindturbinen påvirkes av ytre krefter og forflyttes fra utgangsposisjonen vil den samtidig dra med seg og løfte forankringslinene som ligger på bunn. Dette vil skape en gjenopprettende kraft som øker med proporsjonalt med forskyvningen av plattformen, tilsvarende en fjær.

På grunt og mellomdypt (100 meter) vann kan denne *catenary* effekten bli for lav, da den hengende forankringen vil være for lett til å stabilisere vindturbinen i utgangsposisjonen. På dypt vann vil derimot vekten av den hengende forankringen krever større oppdrift og derfor være begrensende for plattformens nyttelast (Flory et al., 2007).

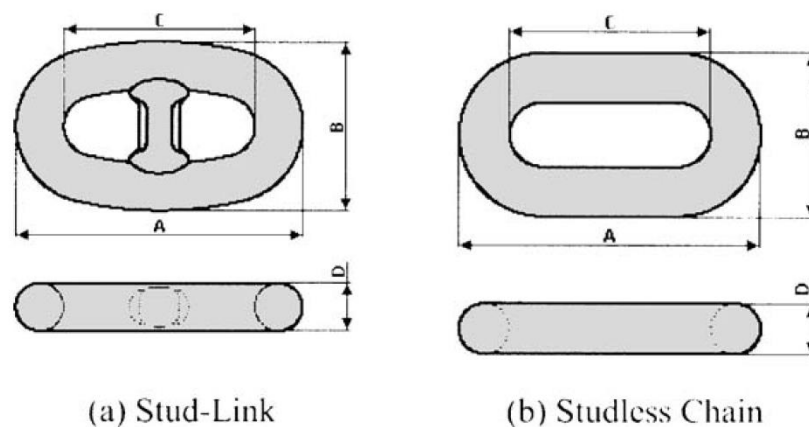
Taut forankringssystem

På dypt vann benyttes lettere forankringslinjer som syntetisk fibertau i *taut* konfigurasjon. I et *taut* forankringssystem blir forankringslinene strammet opp slik at de vil ha en vinkel mot havbunnen ved innfestning til anker, normalt mellom 30 og 45 grader. Denne angrepsvinkelen krever at ankeret må kunne ta opp en kombinasjon av horisontale og vertikale krefter. De gjenoppbyggende kreftene i et *taut* forankringssystem kommer fra aksielt elastisk strekk i selve forankringslinen, og avhenger av elastisiteten til forankringslinen som benyttes (Offshore Consulting Engineering, 2006).

2.1.1 Forankringslinjer

Kjetting

Kjetting i *catenary* konfigurasjon er den vanligste forankringsløsningen for flytende vindturbiner. Kjetting er tilgjengelig i forskjellige diametere og kvaliteter. Kvalitetene rangeres vanligvis fra R3 til R5, der R5 har høyest bruddgrense (DNV GL, 2015b).

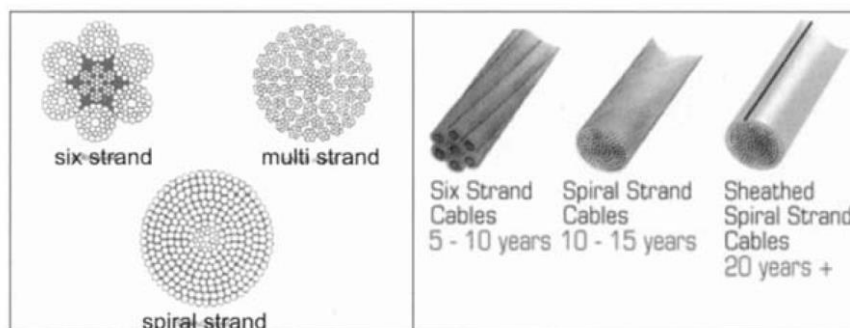


Figur 2-2 Kjettingkonstruksjoner (Chakrabarti, 2005)

To vanlige kjettingkonstruksjoner for bruk offshore er *stud-link* og *studless*, som vist i figur 2-2. *Stud-link* kjetting har en tversoverliggende stolpe som bidrar til stivhet og gjør kjettingen lettere å håndtere, men samtidig gjør leddet mer utsatt for utmattingsskade og vil derfor ha redusert levetid. Av denne grunnen benyttes normalt *studless* kjetting til permanente forankringer (Chakrabarti, 2005).

Ståltau

Ståltau består av flere «parter» rundt en kjerne. Partene utgjør et sett individuelle tråder tvunnet som spiraler. Partene ligger rundt kjernen, som kan være en tråd eller en part. Enkelte ståltau benytter fibertau som kjernemateriale, men dette er ikke anbefalt for offshore bruk (Chakrabarti, 2005). Ståltau kan ha samme strekkfasthet som kjetting, men veie mindre og ha høyere elastisitet. Samtidig er de mer utsatt for skade og korrosjon i forhold til kjetting. For å redusere disse problemene dekkes ståltauet med et beskyttende lag polyuretan. (Vryhof Anchors, 2015).



Figur 2-3 Ståltaukonstruksjoner (Chakrabarti, 2005)

Syntetisk fibertau

Hovedfordelen med å bruke syntetisk fibertau er lav vekt. Syntetisk fibertau er lettere enn kjetting og ståltau, og vil være tilnærmet flytende i vann. Dette fører til lavere belastning på plattformen (Flory et al., 2007). Syntetisk tau er mer elastisk enn ståltau, og strekkeegenskapene bidrar til å dempe kreftene i systemet. De vanligste fibermaterialene brukt til forankringslinjer er polyester, HMPE (*Dyneema*) og nylon. Stivhetene for disse materialene er illustrert i figur 2-4 på neste side.

Syntetisk fibertau har lengre holdbarhet enn ståltau og kjetting i saltvann. De er ikke utsatt for korrosjon da syntetisk fiber ikke korroderer. Etter omfattende tester gjort med polyestertau er konklusjonen at polyestertau ikke er spesielt utsatt for utmattingsskade, selv etter opp mot 40 millioner lastsykluser. Det betyr at polyestertau potensielt kan gis lengre levetid enn ståltau og kjetting, som i motsetning til polyestertau er svært utsatt for utmattingsskade (Flory et al., 2007).

Syntetisk fibertau kan derimot utsettes for andre effekter som kan senke holdbarheten. Syntetisk fibertau vil i varierende grad få varig strekk etter kontinuerlige lastsykluser. Denne effekten kalles *creep* og vil føre til at en stram forankringsline over tid vil bli slakkere og dermed miste sin funksjonsevne i et *taut* forankringssystem. *Creep*-effekten er stor på HMPE tau, middels på nylontau og lav på polyestertau (Weller et al., 2015). Basert på forsøk gjort med polyestertau vil størst *creep* inntreffe de første timene eller dagene, og kan regnes som neglisjerbar etter dette (Flory et al., 2007).

DNV GL standarden «DNVGL-OS-E303 Offshore fibre ropes» angir generelle krav for syntetisk fibertau til offshore bruk, derav:

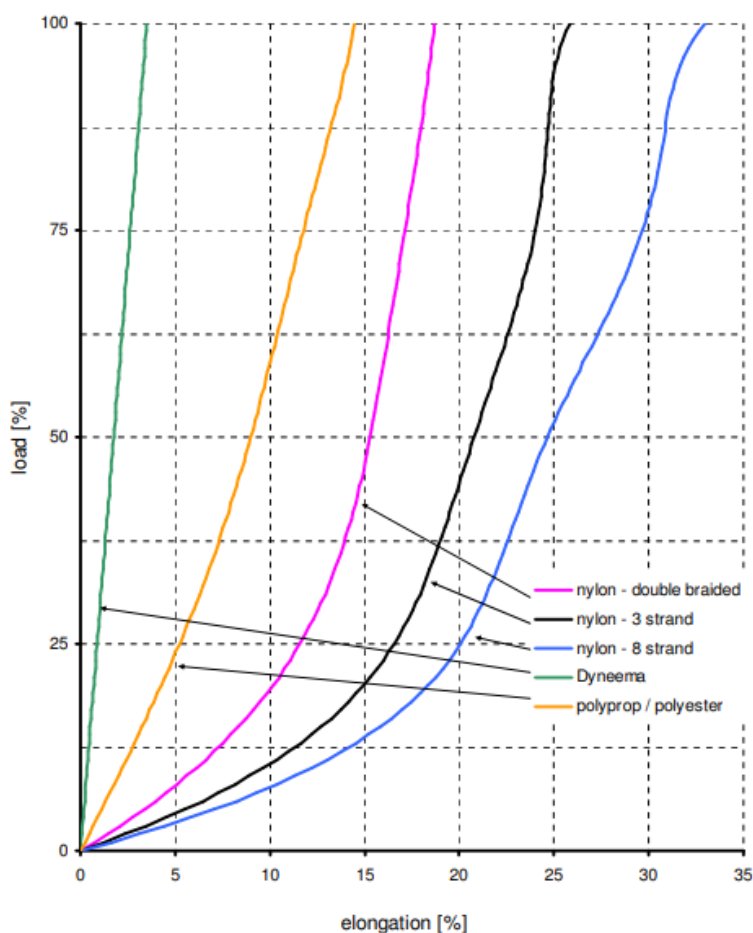
1. Fibertau skal beskyttes mot direkte sollys.
2. Fibertau skal ikke komme i kontakt med havbunnen.
3. Hele lengden av fibertauet skal til alle tider være under vann.

Fibertau ment for offshore bruk dekkes med et beskyttende ytre lag, ofte kalt *jacket*. Dette laget gir tauet beskyttelse mot UV stråler fra sollys og hindrer partikler fra å komme inn til fibre. Dersom partikler fra havbunnen kommer inn i fibre kan disse skape slitasje gjennom syklisk belastning over tid (DNV GL, 2016). Det er derfor viktig at tauet hele tiden holdes stramt slik at det ikke kommer i kontakt med havbunnen. For å unngå kontakt med havbunnen ved innfestningen til ankeret benyttes vanligvis et kortere kjettingsegment mellom enden av fibertauet og innfestningen

til anker. Tilsvarende kjettingsegment benyttes også ved innfestning til plattform, slik at fibertauet hele tiden holdes under vann og ikke blir utsatt for trykk mot skarpe kanter ved innfestningen.

3-T utholdenhet

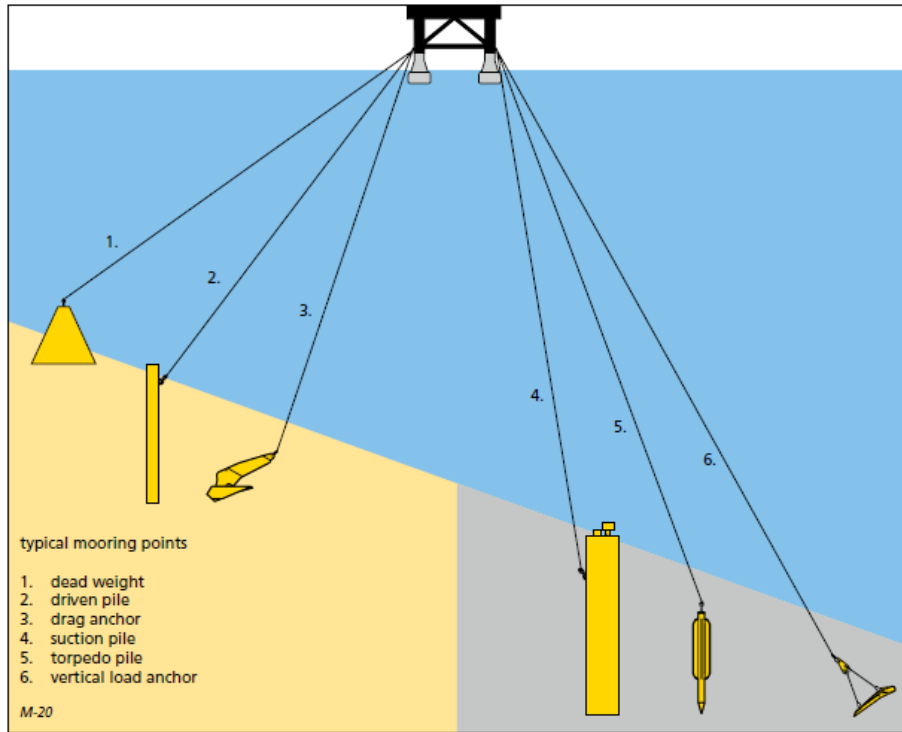
3-T utholdenhet er et mål utviklet av DNV GL som benyttes til å måle motstandsevne mot belastning for fibertau. Bærekapasiteten til et fibertau avhenger ikke bare av opptredende belastning, men også av tidligere, historisk belastning. Målet tar utgangspunkt i både opptredende og historiske verdier av variablene strekk, temperatur og tid, og bestemmer fibertauets bærekapasitet fra disse parameterne. Dersom alle spenninger holdes under 70 % av fibertauets MBL og temperaturer under 20°C, er det generelt ikke nødvendig å anvende 3-T utholdenhet ved dimensjonering av forankringslinjer (DNV GL, 2015a).



Figur 2-4 Forlengelsesdiagram for de vanligste syntetiske fibertauene (MARIN, u. d.)

2.1.2 Ankertyper

Valg av anker til forankringspunkt vil avhenge av vanddybde og bunnforhold, men aller viktigst er retningen og størrelse på lasten som ankeret skal holde igjen. Kostnadene for produksjon, anskaffelse, frakt og installasjon av forskjellige anker vil variere.



Figur 2-5 Vanlige ankere brukt til forankring av flytende plattformer (Vryhof Anchors, 2015)

Figur 2-5 viser en oversikt over de mest brukte ankrene i offshore forankring, rangert etter vanddybde og bunnforhold fra mykt til hardt.

1. Vektanker

Vektanker regnes som den simpleste form for forankringspunkt. Holdekapasiteten avhenger av ankerets egenvekt, i tillegg til friksjonen mellom ankeret og havbunnen. Ankeret benyttes normalt ikke på dypt vann.

2. Pæl anker

Ankeret er en hul pæl som borres eller bankes ned i havbunnen. Ankeret kan ta opp både vertikale og horisontale laster, men må ofte bankes langt ned i bunnen for å oppnå ønsket holdekapasitet.

3. Dra-anker (DEA)

DEA er det mest brukte ankeret for *catenary* forankringssystemer. Ankeret er designet som en plog og dras ned i havbunnen ved bruk av fartøy med tilstrekkelig trekkraft, vanligvis uttrykt som *bollard pull*. Ankeret er godt egnet til å holde igjen horisontale laster, men de aller fleste DEA er ikke egnet til å ta opp vertikale laster.

4. Sugeanker

Sugeankeret er en hul sylinder med stor diameter som er lukket i toppen. Ankeret installeres i havbunnen ved at vann pumpes ut gjennom toppen av sylindere. Dette skaper en trykkforskjell mellom utsiden og innsiden av sylindere som gjør at sugeankeret presses ned i havbunnen. Sugeankeret er egnet til å ta opp både horisontale og vertikale laster.

5. Torpedoanker

Torpedoankeret har den enkleste innstalleringen av samtlige ankere. Ankeret er utformet slik at det kan slippes ved vannoverflaten og bruke energi fra sin egen masse i fall til å bore seg ned i havbunnen. Ankeret kan ta opp både horisontale og vertikale laster, og er best egnet for svært dypt vann grunnet behovet for fallhøyde.

6. Vertikal last anker (VLA)

VLA installeres på samme måte som et DEA, men går dypere og vinkles slik at det kan ta opp både horisontale og vertikale laster. Ankeret er svært godt egnet for forankringssystemer i *taut* konfigurasjon, der lastene vil treffe forankringspunktet med en vinkel til havbunnen på normalt 30-45 grader. (Vryhof Anchors, 2015)

2.1.3 Installasjon av forankringssystem

Forankringssystemer installeres vanligvis ved bruk av AHTS-fartøyer, som er spesialiserte fartøyer til legging av anker og forankringsliner. AHTS-er har god lagringskapasitet for anker, kjetting, wire og syntetisk fibertau. De er utstyrt med en kraftig vinsj som brukes til å heise og senke forankringskomponentene. De fleste AHTS-er har også tilstrekkelig *bollard pull* til å taue plattformer og etterstramme forankringssystemer (Vryhof Anchors, 2015). Mange AHTS-er er også utstyrt med fjernstyrt undervannsfarkost, heretter ROV, som kan benyttes til installasjon og inspeksjon.

For OO-Star vil anker og forankringsliner fraktes og installeres av AHTS-er før plattform med vindturbin taues ut til *site* for oppkobling, vanligvis omtalt som *pre-lay*. Etter installering festes en line med flytebøye, også kalt *pennant wire*, i innfestingsenden av forankringen. Med denne kan en AHTS få tak i forankringen og deretter koble opp mot plattformen. Stramme forankringssystemer må etterstrammes etter oppkobling (Landbø, 2017).



Figur 2-6 MV Island Valiant AHTS (Island Offshore, u.d.)

2.1.4 Dimensjonering av forankringssystemer

Forankringssystemer dimensjoneres mot forskjellige grensetilstander. En grensetilstand vil være tilstanden der forankringssystemet ikke lenger vil oppfylle funksjonskravene satt til systemet. Følgende er de vanligste grensetilstandene:

1. Ultimate limit state (ULS)

ULS er grensetilstanden der forankringssystemet utsettes for så stor naturlig belastning at det feiler. For et forankringssystem vil det bety brudd i line, innfestning eller anker på grunn av belastninger som er større enn lastkapasiteten til komponentene. Ved å dimensjonere mot ULS beregnes en lastkapasitet som overgår de maksimale belastningene som forankringssystemet utsettes for i løpet av levetiden.

2. Fatigue limit state (FLS)

FLS er grensetilstanden der forankringssystemet blir utsatt for nok utmattingskade til å feile. Forankringssystemet vil utsettes for utmattingskade gjennom gjentakende belastningssykluser over tid. For å dimensjonere mot FLS må det regnes ut kumulativ delskade fra gjentakende belastninger og beregne antall sykler før systemet vil feile. På denne måten kan forankringssystemet gis en levetid.

3. Accidental limit state (ALS)

ALS er grensetilstanden der forankringssystemet blir utsatt for skade. Skadene oppstår fra ulykker, for eksempel kollisjon med et fartøy. Ved å dimensjonere mot ALS beregnes motstanden mot belastninger fra potensielle ulykker og systemets funksjon etter eventuelle ulykker (DNV GL, 2013).

Dimensjonering av forankringsline

DNV GL har utarbeidet designkrav til forankringsliner for flytende vindturbinplattformer gjennom offshorestandard «DNV-OS-J103 Design of Floating Wind Turbine Structures». For forankringsliner i *catenary* eller *taut* konfigurasjon brukes følgende formel til å beregne lastkapasitet, eventuelt *design tension*, for forankringsliner:

$$T_d = \gamma_{mean} * T_{c,mean} + \gamma_{dyn} * T_{c,dyn} \quad (1)$$

Der:

T_d = Lastkapasitet (kN)

γ_{mean} = Lastfaktor statiske krefter.

$T_{c,mean}$ = Statiske krefter (kN).

γ_{dyn} = Lastfaktor dynamiske krefter.

$T_{c,dyn}$ = Dynamiske krefter (kN).

Tabell 2-1 Lastfaktorer for grensetilstander (DNV GL, 2013)

Grensetilstand	Lastfaktor	Sikkerhetsklasse	
		Normal	Høy
ULS	γ_{mean}	1,3	1,5
ULS	γ_{dyn}	1,75	2,2
ALS	γ_{mean}	1,00	1,00
ALS	γ_{dyn}	1,10	1,25

Videre må bruddkapasiteten S_C for den aktuelle forankringslinen være større enn lastkapasiteten T_d . Bruddkapasiteten er gitt ved:

$$S_C = 0,95 * S_{MBL} \quad (2)$$

Der:

S_{MBL} = *Minimum breaking load*, MBL for forankringslinen (kN)

Dimensjoneringskriteriet blir derfor:

$$S_C > T_d \quad (3)$$

Dimensjonering av anker

DEA

Ankerprodusent Vryhof Anchors har i sin manual «The Guide to Anchoring» tabeller som angir vekt i tonn for Vryhof DEA etter *ultimate holding capacity*, heretter UHC. Tabellene oppgir også *drag*, som er den horisontale lengden ankeret dras for å penetrere tilstrekkelig ned i bunnen, og *penetration*, som er den vertikale lengden fra havbunnen til bunnen av ankeret når det er festet. Tabellen for ankeret Stevpris Mk6 ligger vedlagt i appendix A.1.

Alternativt kan følgende forenklete formel benyttes for å finne UHC for et gitt DEA ved forskjellige bunnforhold (American Bureau of Shipping, 2013):

$$UHC = a * (W)^b \quad (4)$$

Der:

a, b = Konstanter avhengige av bunnforhold og ankermodell

W = Ankervekt (tonn)

En tabell med bunnforholdskonstanter for tre forskjellige Vryhof DEA er vedlagt i appendix A.2.

VLA

UHC for VLA er avhengig av ankerets flukeareal (plateareal) og bunnens holdekapasitet. Følgende forenklete formel kan benyttes for å finne nødvendig flukeareal til Vryhof Stevmanta VLA (American Bureau of Shipping, 2013):

$$A = c * UHC + d \quad (5)$$

Der:

A = Flukeareal (m²)

c, d = Konstanter avhengige av bunnforhold

En tabell med bunnforholdskonstanter for Vryhof Stevmanta VLA er vedlagt i appendix A.3.

Sugeanker

UHC for et sugeanker avhenger av ankersylinderens dimensjoner og bunnforhold. Følgende forenklede formel kan benyttes for å finne lengde, ytre diameter og veggtykkelse på et sugeanker med UHC opptil 16 000 kN for forankringssystemer i *catenary* eller *taut* konfigurasjon (American Bureau of Shipping, 2013):

$$L, D, T = c * (UHC)^d, UHC \leq 16\ 000\ kN \quad (6)$$

Der:

- L = Lengde på sugeanker (m)
- D = Ytre diameter på sugeanker (m)
- T = Veggtykkelse på sugeanker (mm)
- c, d = Konstanter avhengige av bunnforhold og ønsket mål

Tabellen med bunnforholdskonstanter for sugeanker er vedlagt i appendix A.4.

2.2 Livssyklus kostnad (LCC)

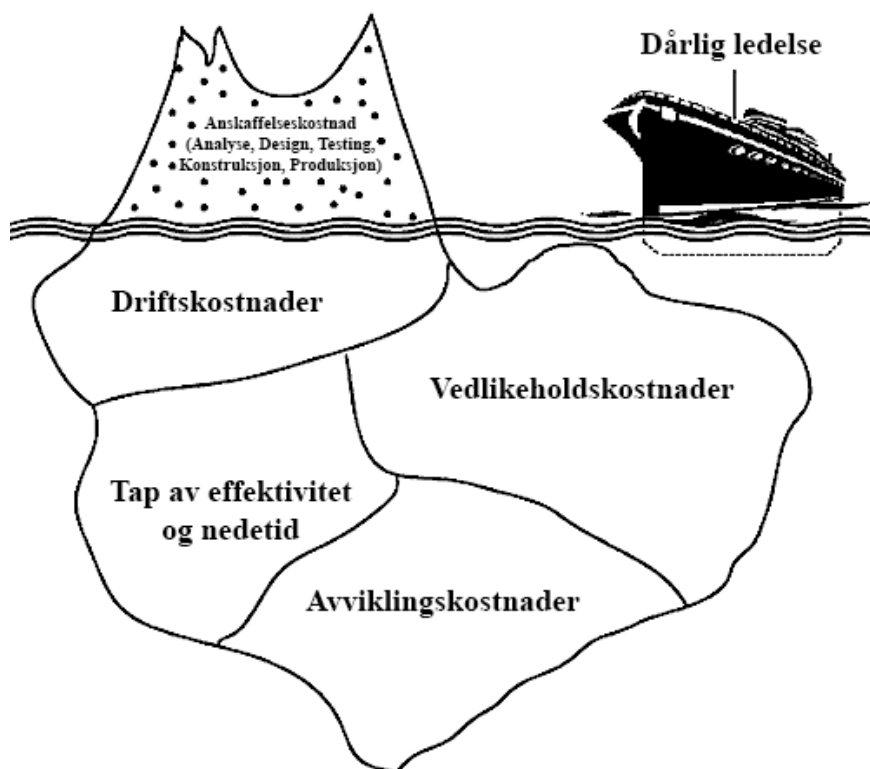
Gjennom årene har utallige prosjekter blitt vedtatt med feilaktig kostnadsvurderingsgrunnlag som typisk består av kun anskaffelses- og oppstartskostnader. Dette kan føre til at prosjekter går langt over budsjettet kostnad da det ikke tas hensyn til «nedstrøms-kostnadene» som kan utgjøre en vesentlig andel av det totale kostnadsbildet. Isfjellanalogien kan brukes til å beskrive denne effekten, som illustrert i figur 2-7 på neste side. Uventede nedstrøms-kostnader er typisk forbundet med drift, regelmessig vedlikehold, uregelmessig vedlikehold, reparasjoner, nedetid og avvikling. Det er viktig at prosjektledelsen danner seg et helhetlig bilde av en investerings total kostnad med et perspektiv som dekker hele investerings levetid. (Blanchard, u. d.)

Livssyklus kostnaden, heretter LCC, er den totale økonomiske kostnaden til en investering gjennom investerings levetid. LCC ble først implementert som metode i USAs forsvarsdepartement på midten av 60-tallet etter at det kom frem at innkjøpskostnadene for militært utstyr kun utgjorde en liten del av de totale kostnadene, mens drifts- og vedlikeholdskostnadene utgjorde opp mot 75 %

(Estevan & Schaefer, 2017). Metoden er nyttig for å synliggjøre, kartlegge og vurdere investeringens kostnader. Med denne informasjonen kan ledelsen gjøre kostnadseffektive valg av prosjektalternativer, også under forskjellige tidspunkter gjennom prosjektets livssyklus.

LCC kategoriseres vanligvis under kostnadskategorier med sammenheng til prosjektets livsfaser. For vindparkprosjekter er dette være en vanlig inndeling (Myhr et al., 2014):

1. Utvikling og tillatelser (D&C)
2. Produksjon og anskaffelse (P&A)
3. Installasjon og idriftsettelse (I&C)
4. Drift og vedlikehold (O&M)
5. Avvikling (DECOM)



Figur 2-7 Totale livssyklus kostnader illustrert som en isfjell analogi (Blanchard, u. d.)

2.3 Nåverdi

En investering vil skape kontantstrømmer av både inntekter og kostnader gjennom en livssyklus. En investerings nåverdi er dagens verdi på investeringens fremtidige kontantstrømmer. Nåverdien beregnes ved å diskontere fremtidige kontantstrømmer med en gitt diskonteringsrente, også kjent som avkastningskrav. Denne metoden er basert på prinsippet at penger i dag har større verdi enn penger i morgen, som følge av faktorer som inflasjon og renter. Nåverdien for en investerings framtidige kostnadsstrøm er gitt ved:

$$PV = \frac{C_t}{(1 + r)^t} \quad (7)$$

Der:

C_t er kostnad ved år t .

r er diskonteringsrenten.

Valg av diskonteringsrente vil påvirke nåverdien, og dermed også videre kostnadsanalyser. Veid avkastningskrav for investert kapital (heretter WACC) brukes ofte som diskonteringsrente. Dette er et markedsverdivektet gjennomsnitt av kravet til både egenkapital og skattejustert marginal gjeldsrente (Gjølberg & Johnsen, 2007). I 2007 utarbeidet Gjølberg & Johnsen en rapport på oppdrag av Enova SF som konkluderte med en anbefaling om å sette WACC til 10,7 % for fornybare energiprojekter. Denne diskonteringsrenten vil benyttes videre i oppgaven.

2.4 Energikostnad (LCOE)

For å skille mellom alternativer basert på resultater fra LCC analyse er det nyttig å veie resultatene mot et felles referansemål. Ved å veie diskonterte LCC resultater mot diskontert forventet energiproduksjon oppnås målet energikostnad, *levelized cost of energy*, heretter LCOE. Dette målet brukes vanligvis til å sammenligne ulike energialternativer og energiteknologier. LCOE kan også regnes som den laveste prisen per energienhet for at investeringen skal gå «*break-even*».

LCOE beregnes ved bruk av følgende formel (Benveniste et al., 2016):

$$LCOE = \frac{LCC \text{ diskontert}}{\text{Energiproduksjon diskontert}} = \frac{\left(\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} + \frac{O\&M_t}{(1+r)^t} \right) + \frac{DECOM_n}{(1+r)^n}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (8)$$

Der:

C_t er investeringskostnad ved tid t .

$O\&M_t$ er drift- og vedlikeholdskostnad ved tid t .

$DECOM_n$ er avviklingskostnad ved år n .

E_t er energiproduksjon ved tid t .

r er diskonteringsrenten.

t er antall år fra 0 til n .

n er antall driftsår for investeringen.

2.5 Produksjon av energi

En offshore vindturbin produserer energi ved å omdanne kinetisk energi fra vinden ute på havet til elektrisk energi som sendes til strømmettet på land. Gjennom denne omdanningsprosessen vil noe energi gå tapt til omgivelsene. De største tapskildene er:

1. Omdanning av kinetisk til mekanisk energi

Den kinetiske vindenergien vil rotere rotorbladene og skape et moment som driver akselen. Omdanningen er ikke 100% effektiv og noe energi vil gå tapt til omgivelsene.

2. Omdanning av mekanisk til elektrisk energi

Den mekaniske energien omdannes på nytt til elektrisk energi ved at akselen vil dra rundt generatoren. Generatoren er ikke friksjonsfri, slik at noe energi vil gå tapt til varme og lyd.

3. Wake tap

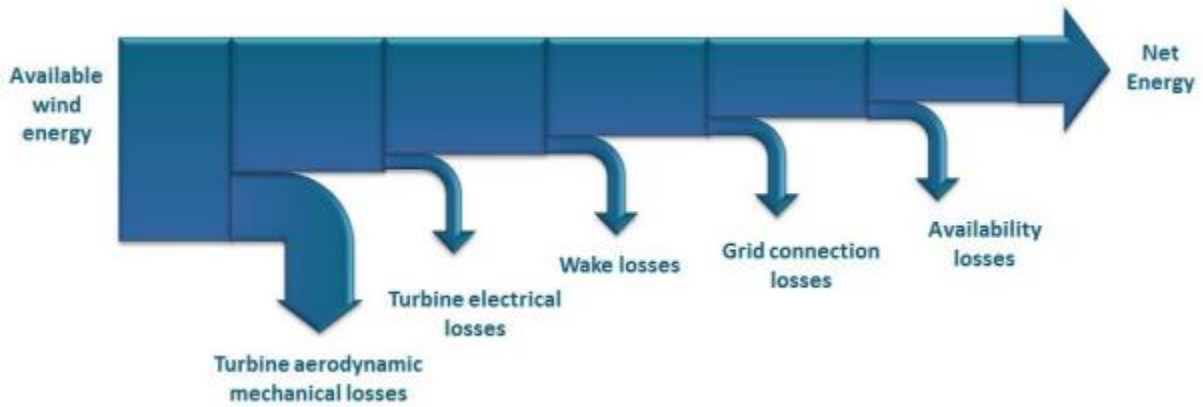
Når en vindturbin tar opp vindenergi, vil vinden på baksiden av vindturbinen få lavere fart og dermed lavere energi. Dette fører til at den kinetiske vindenergien vil være redusert for naboliggende vindturbiner. Denne effekten er kjent som *wake* og vil være en kilde til tap for en vindpark bestående av naboliggende vindturbiner.

4. Tap i strømmnett

Energitransporten i strømmettet er en kilde til tap. Den produserte strømmen taper seg ved å transporteres gjennom lange sjøkabler og elektriske komponenter med varierende motstand.

5. Tilgjengelighetstap

Dersom noe skulle skje med en vindturbin vil den ikke være i stand til å produsere energi. Dette regnes som tilgjengelighetstap.



Figur 2-8 Tapkilder ved produksjon av energi fra vind (Benveniste et al., 2016)

En vindturbinens energiproduksjon vil variere fordi vinden ikke er konstant, også på havet. Et vanlig mål på energiproduksjon er fullasttimer, som betyr antall timer turbinen må produsere energi med full effekt for å produsere den årlige energiproduksjonen. Fullasttimer regner med tap da målet er basert på målt energiproduksjon fra tidligere år eller fra undersøkelser. Fullasttimer er gitt ved:

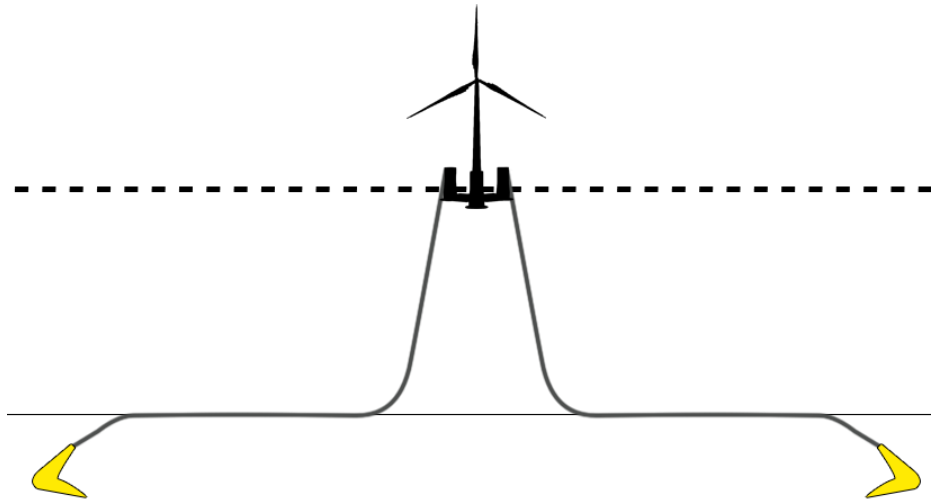
$$Fullasttimer = \frac{\text{Årlig målt energiproduksjon (MWh)}}{\text{Installert effekt (MW)}} \quad (9)$$

3 Metode

3.1 Presentasjon av forankringssystemer

Oppgaven ser på to forskjellige forankringssystemer. De to forankringssystemene er satt på 6 MW modellen av OO-Star og simulert for ULS og FLS i simuleringprogrammet 3DFloat gjennom masteroppgaven til Heming Smedsrud Aldrin (Aldrin, 2018). Data fra disse ULS simuleringene vil benyttes i denne oppgaven til dimensjonering av komponentene i forankringssystemene og videre kostnadsanalyse.

3.1.1 Baseline



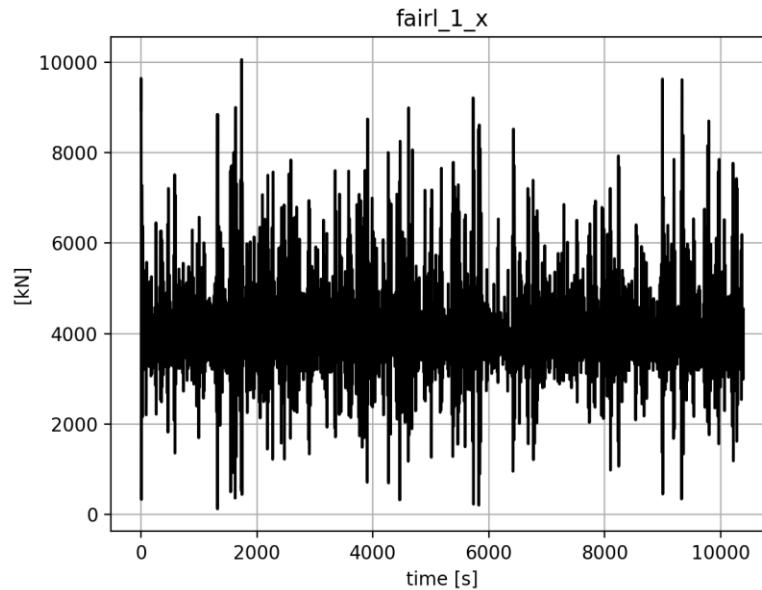
Figur 3-1 Illustrasjon av Baseline

Baseline er referansesystemet for kostnadsanalysen. Forankringssystemet benytter den samme konfigurasjonen som ble benyttet gjennom ENERGIX-prosjektet «Concrete substructure for floating offshore wind turbines» fra 2014. Forankringssystemet består av tre forankringslinjer av kjetting med diameter 147 mm. Forankringslinene er festet med ankertype DEA. Ankerradien er satt til 750 meter, som gir forankringslinene en lengde på omtrent 790 meter (Kjelstad, 2017).

Forankringssystemet kan installeres av AHTS utstyrt med ROV. DEA slippes ned til havbunnen og dras en viss lengde slik at ankeret penetrerer og setter seg fast i havbunnen. AHTS-en heiser så ned kjettingen som kobles på ankeret ved bruk av ROV.

Dimensjonering

Forankringslinen dimensjoneres ved å beregne forankringslinens lastkapasitet som vist i kapittel 2.4.1 og velge en forankringsline med tilfredsstillende MBL. De statiske og dynamiske kreftene i forankringslinen bestemmes ved å studere kreftene som virker i den mest belastede linen gjennom en ULS simulering, som vist i figur 3-2 under.

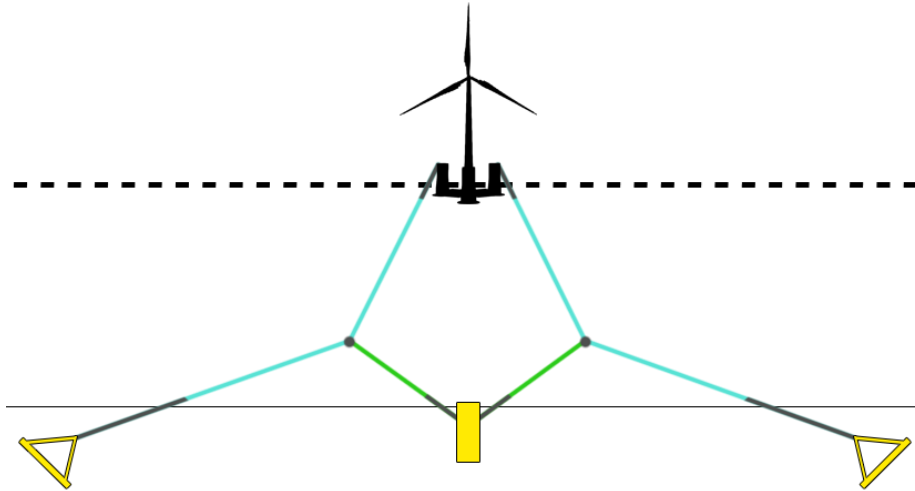


Figur 3-2 Kraftplott fra ULS simulering for kjettingline 1 ved innfestning til plattform

De statiske kreftene vil alltid være opptredende, mens de dynamiske kreftene i linen varierer med tiden. For denne simuleringen settes statiske krefter lik 4000 kN, fordi det er middelveiden som alltid er opptredende. Dynamiske krefter settes lik 6000 kN, da dette er amplituden i plottet, den største svingningen fra middelveiden. Ved å sette disse verdiene inn i formel 1 og bruke normale lastfaktorer for ULS, som vist i tabell 2-1, beregnes lastkapasiteten til 15700 kN. Baseline benytter kjetting med diameter 147 mm. *Studless* kjetting med denne diameteren og kvalitet R4 har tilstrekkelig MBL på 19089 kN ifølge datablad vedlagt i appendix B.1. Denne kjettingen vil derfor benyttes for forankringssystemet.

Vryhof Stevpris MK6 velges som anker. Ved å sette inn UHC lik forankringslinens lastkapasitet, konstanter for Stevpris MK6 og bunnforholdskonstanter for *medium clay* i formel 4 beregnes en nødvendig ankervekt på 29 tonn.

3.1.2 Innovative



Figur 3-3 Illustrasjon av Innovative

Innovative er utviklet i samarbeid med Tor Anders Nygaard og Heming Smedsrud Aldrin. Konseptet er utviklet med mål om å lage et lettere og mykere forankringssystem som oppfyller de samme funksjonskravene som baseline.

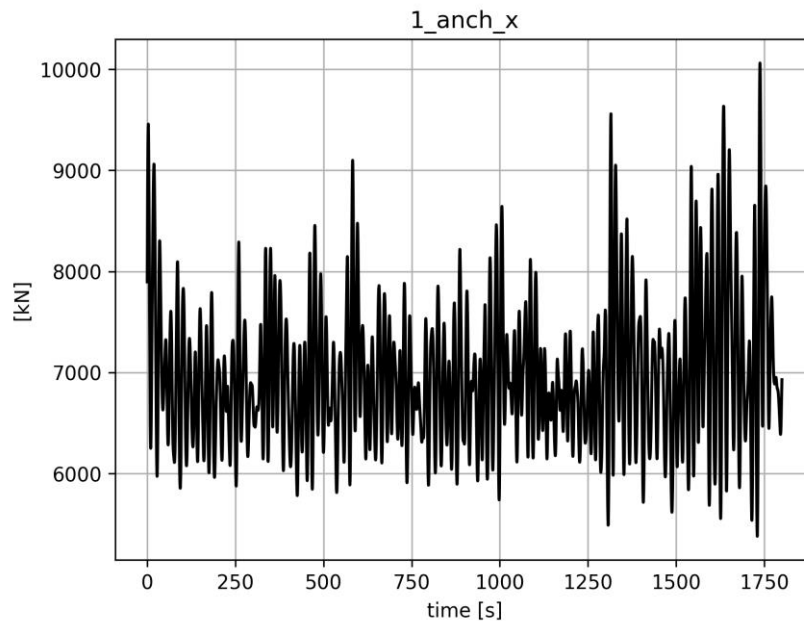
Konseptet benytter tre polyesterliner med lengde 687 meter festet med ankertype VLA i *taut* konfigurasjon. Hver line består av 20 meter lange kjettingsegmenter ved innfestning til plattform og anker slik at polyestertauene holdes under vann og unngår kontakt med havbunnen. Unikt for konseptet er tre nylonliner med lengde 113 meter som festes i et felles sugeanker og på polyesterlinene gjennom en *triplate*. Nylon er mykere enn polyester, som vist tidligere i figur 2-4. Hensikten med nylonlinene er å trekke inn polyesterlinene og på denne måten skape en geometrisk stivhet tilsvarende et *catenary* forankringssystem uten å bruke tunge forankringsliner eller klumpvekter.

Det innovative forankringssystemet installeres ved bruk av AHTS utstyrt med ROV. AHTS installerer ankerene med kjettingsegmenter koblet til. Deretter senkes komplette forankringsliner ned og kobles på kjettingsegmentene ved bruk av ROV.

Dimensjonering

Forankringsliner og anker for det innovative forankringssystemet er dimensjonert på samme måte som for baseline. Lastkapasiteten beregnes ved å finne statiske og dynamiske krefter som opptrer i den mest belastede forankringslinen. UHC for dimensjonering av anker settes lik lastkapasiteten.

Polyesterline og VLA

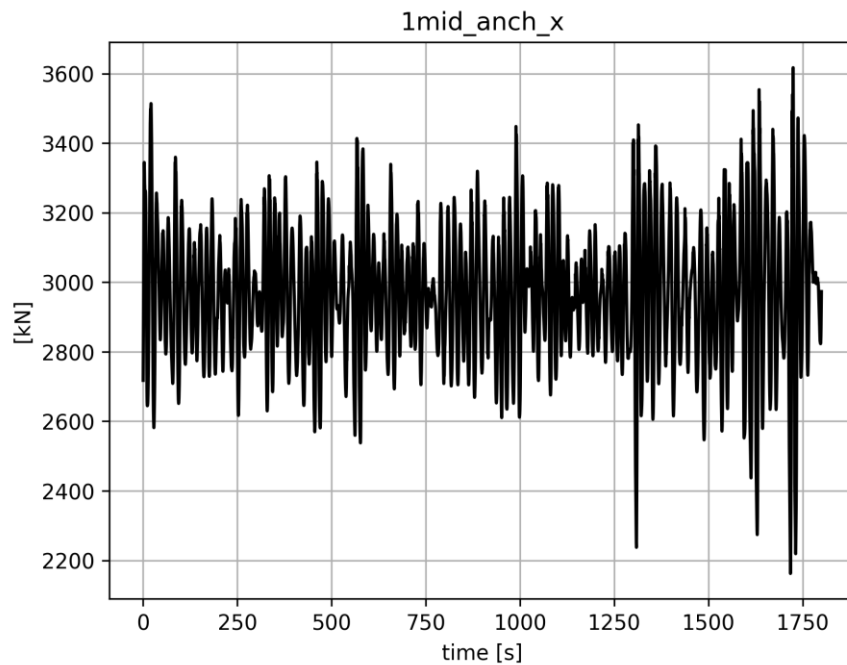


Figur 3-4 Kraftplott fra ULS simulering for polyesterline 1 ved innfestning til VLA

De statiske kreftene settes lik 7000 kN og de dynamiske kreftene lik 3000 kN. Ved å bruke formel 1 med normale lastfaktorer for ULS gir dette en lastkapasitet på 14350 kN. Simuleringen benytter et polyestertau med diameter 259 mm. Basert på informasjon fra leverandør vil polyestertau med denne diameteren ha tilstrekkelig MBL på 19928 kN. Ved å benytte dette tauet behøves det ikke dimensjoneres etter 3-T utholdenhet, da alle spenninger vil holdes under 70 % av MBL. Databladet for dette polyestertauet er vedlagt i appendix B.3.

Flukearealet på VLA dimensjoneres til 27 m² ved å sette UHC lik lastkapasiteten for polyesterlinen og bunnforholdkonstanter for 2,25 (medium) inn i formel 5.

Nylonline og sugeanker



Figur 3-5 Kraftplott fra ULS simulering for nylonline 1 ved innfestning til sugeanker

Basert på kreftene som virker i figur 3-5 settes de statiske kreftene settes lik 3000 kN og de dynamiske kreftene lik 800 kN. Ved å bruke formel 1 med normale lastfaktorer for ULS gir dette en lastkapasitet på 5300 kN. Simuleringene benytter et nylontau med diameter 146 mm. Det velges derfor et nylontau med diameter 144 mm og tilstrekkelig MBL på 7446 kN. Datablad for det valgte nylontauets er vedlagt i appendix B.4.

Fordi sugeankeret vil holde tre liner i forskjellige retninger blir dimensjoneringen mer kompleks. De horisontale kraftkomponentene fra de tre linene vil til en viss grad redusere hverandre da de virker i motsatte retninger. De vertikale kraftkomponentene vil derimot virke i samme retning og potensielt bli dimensjonerende for sugeankeret. Resultatene fra simuleringene viser likevel at de høyeste kreftene oppstår i den mest belastede linen. Denne linen gjøres derfor dimensjonerende for sugeankeret. Ved å benytte formel 6 og sette inn UHC lik lastkapasiteten for nylonlinen og bunnforholdskonstanter for *suction pile* i *medium clay* dimensjoneres sugeankeret med lengde 16 meter, diameter 3 meter og veggtykkelse 18 millimeter. Dette gir et sugeanker med volum 2,82 m³ og vekt 23 tonn som vil benyttes i det innovative forankringssystemet.

3.2 Beregning av LCC

Til å sammenligne forankringsystemene fra et kostnadsperspektiv beregnes LCC for forankringsystemene isolert fra resten av vindturbinen. Livssyklus kostnadene til forankringssystemene består av de totale kostnadene som oppstår gjennom forankringssystemets levetid; investeringskostnader (CAPEX), driftskostnader (OPEX) og avviklingskostnader (DECEX). Kostnadene er inndelt etter kategoriene vist under i figur 3-6.



Figur 3-6 Kostnadskategorier for livssyklus kostnader

Total livssyklus kostnad er beregnet ved å legge sammen alle kostnadene som oppstår i forankringssystemets levetid, gitt ved:

$$LCC = K_P + K_T + K_I + K_V + K_A \quad (10)$$

Der:

K_P er totale produksjons- og innkjøpskostnader (NOK).

K_T er totale transportkostnader (NOK).

K_I er totale installasjonskostnader (NOK).

K_V er totale drifts- og vedlikeholdskostnader (NOK).

K_A er totale avviklingskostnader (NOK).

Kostnadsdriverne innen transport, installasjon, drift og vedlikehold er optimalisert ved bruk av Excels Problemløser-funksjon med mål om minimum total kostnad. Denne optimeringsmodellen er basert på modellen utviklet av Kjelstad, etter tillatelse, fra hans masteroppgave fra 2017 (Kjelstad, 2017).

3.2.1 Produksjon og innkjøp

Produksjons- og innkjøpskostnadene avhenger av forankringskomponentenes dimensjoner og antall. Total kostnad for produksjon og innkjøp er gitt ved:

$$K_p = K_l + K_a + K_k \quad (11)$$

Der:

K_l er kostnaden for forankringsline (NOK).

K_a er kostnaden for ankere (NOK).

K_k er kostnaden for øvrige komponenter (NOK).

Forankringsline

Kostnaden for forankringsline er gitt ved:

$$K_l = \sum_{i=1}^{n_l} K_{li} * m_{li} * l_{li} * n_{li} \quad (12)$$

Der:

K_{li} er kostnaden for line i (NOK/kg).

m_{li} er vekt per meter for line i (kg/m)

l_{li} er lengden på line i (m).

n_{li} er antall av line i.

n_l er antall linetyper som benyttes.

Tabell 3-1 Kostnadsestimater for forankringsliner

Line	MCF	K_{li} (NOK/kg)
Kjetting R4 Studless	238 %	19,2
Polyester	-	51,2
Nylon	-	51,2

Kostnadsestimatene for forankringslinene er basert på informasjon fra leverandører. Kostnaden for kjetting består av den samlede kostnaden for materiale (råstål) og produksjonskostnad. Prisen for materiale er multiplisert med en faktor på 125 % for å regne om til høykvalitetsstål egnet for offshore bruk. Produksjonskostnaden regnes ut ved å multiplisere materialkostnaden med en *manufacturing complexity factor*, heretter MCF. MCF for kjetting er bestemt etter testing mot et kostnadsestimat fra leverandør.

Kostnaden for polyesterline er basert på et kostnadsestimat fra en leverandør av polyestertau egnet for offshore forankring. Samme kostnad antas for nylonline.

Anker

Kostnaden for anker er gitt ved:

$$K_a = \sum_{i=1}^{n_a} K_{ai} * m_{ai} * n_{ai} \quad (13)$$

Der:

K_{ai} er kostnaden for ankertype i (NOK/tonn).

m_{ai} er vekt for ankertype i (tonn).

n_{ai} er antall av ankertype i.

n_a er antall ankertyper som benyttes.

Tabell 3-2 Kostnadsestimater for utvalgte ankertyper

Ankertype	MCF	K_{ai} (NOK/tonn)
Stevmanta VLA	870 %	55 096
Sugeanker	1025 %	63 900
Stevpris Mk6 (DEA)	1833 %	109 794

Kostnadestimatene for ankertypene er beregnet på samme måte som for kjetting, men bruker andre MCF. MCF for utvalgte ankere er hentet fra rapporten «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective» (Myhr et al., 2014).

Andre komponenter

Kostnaden for øvrige komponenter er gitt ved:

$$K_k = \sum_{i=1}^{n_k} K_{ki} * m_{ki} * n_{ki} \quad (14)$$

Der:

K_{ki} er kostnaden for komponent i (NOK/kg).

m_{ki} er vekt for komponent i (kg).

n_{ki} er antall av komponent i.

n_k er antall øvrige komponenter som benyttes.

Tabell 3-3 Kostnadsestimater for andre komponenter

Komponent	MCF	K_{ki} (NOK/kg)
Triplate	1000 %	62,48

Kostnaden for triplate er beregnet på samme måte som for kjetting og anker. Triplatens vekt estimeres ved interpolerte forholdet mellom vekt og hullradius fra datablad, vedlagt i appendix B.2. Triplatens MCF er estimert med utgangspunkt i MCF for kjetting og anker, da det ikke var mulig å innhente kostnadsestimat fra leverandør.

3.2.2 Transport

Transport mellom havn og *site* der vindparken skal installeres utgjør transportkostnadene for forankringssystemene. Optimeringsmodellen vil finne minimum transportkostnad ved å sette sammen en kombinasjon av transportfartøy, men er underlagt visse begrensninger. Kostnadsfunksjonen for transport er gitt ved:

$$K_T = \sum_{i=1}^{n_t} D_{ti} * \frac{n_{ti}}{24 \text{ timer/døgn}} * \left(\frac{2 * l}{v_{ti}} + t_{ti} \right) \quad (15)$$

Der:

D_{ti} er dagraten til transportfartøy i (NOK/døgn).

n_{ti} er antall turer for transportfartøy i .

l er avstanden mellom havn og *site* (nm).

v_{ti} er transportfarten til transportfartøy i (knop).

t_{ti} er lastetiden for transportfartøy i ved havn (timer).

n_t er antall transportfartøy som benyttes.

Tabell 3-4 Informasjon om AHTS-er fra Island Offshore for transport

Transportfartøy	Dagrate (NOK)	v_{ti} (knop)	Dekkplass (m ²)	Kjettingkapasitet (m ³)	Taukapasitet (m Ø160mm)
Island Valiant (AHTS)	350 000	10	860	1000	3700
Island Vanguard (AHTS)	350 000	10	740	1000	3700
Island Victory (AHTS)	550 000	10	1100	2200	3700

Følgende begrensninger gjelder i optimeringsmodellen for transport:

- Ankerene må fraktes på dekk der antall ankere på dekk er begrenset av skipets tilgjengelige dekkplass.
- Syntetisk tau fraktes på skipets tautromler eller i egne tromler på dekk. Slike tromler tar opp et areal på 33 m² og har kapasitet på ca. 1000 meter med 259 mm tau ifølge leverandør. Antall tromler på dekk er begrenset av skipets tilgjengelige dekkplass.
- Kjetting lagres i *chain lockers* på skipet med begrenset kapasitet som ikke må overstiges av kjettingens volum.
- Et skip må ta med nøyaktig antall fiber- og kjettingliner som behøves per anker.
- Sugeanker kan kun transporteres av Island Victory.

Til å beregne volumet på kjettingen som skal fraktes benyttes følgende formel (Kjelstad, 2017):

$$V = 0,0000105 * D^2 * L \quad (16)$$

Der:

D er kjettingens diameter (mm).

L er kjettingens lengde (m).

3.2.3 Installasjon

Installasjon av et forankringssystem består av flere kompliserte og tidkrevende prosesser som er utfordrende å estimere. Denne oppgaven gjør en forenkling ved å benytte faste tidsestimater for installasjon av de forskjellige ankertypene i forankringssystemet. Kostnadsfunksjonen for installasjon er gitt ved:

$$K_I = \sum_{i=1}^{n_i} D_{ii} * \frac{n_{ai} * t_{ai} * n_{ii}}{24 \text{ timer/døgn}} \quad (17)$$

Der:

D_{ii} er dagraten til installasjonsfartøy i (NOK/døgn).

n_{ai} er antall ankertype a som installeres for hver tur med fartøy i.

t_{ai} er tiden det tar å installere ankertype a for installasjonsfartøy i (timer).

n_{ii} er antall turer med installasjonsfartøy i.

n_i er antall installasjonsfartøy som benyttes.

Tabell 3-5 Informasjon om AHTS-er fra Island Offshore for installasjon

Installasjonsfartøy	Dagrate (NOK)	Legging av sugeanker (timer)	Legging av DEA (timer)	Legging av VLA (timer)
Island Valiant (AHTS)	350 000	-	8	9
Island Vanguard (AHTS)	350 000	-	8	9
Island Victory (AHTS)	550 000	12	8	9

Det antas at legging av line og oppkobling mot anker er inkludert i tidsestimatene for legging av anker. Tidsestimatene er hentet fra «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective» (Myhr et al., 2014). Samme optimeringsmodell for transport benyttes til å minimere total installasjonskostnad. Optimeringsmodellen tar hensyn til følgende forutsetninger ved installasjon:

- Sugeanker kan kun installeres av Island Victory

3.2.4 Drift og vedlikehold

Det antas at forankringssystemet vil overleve hele levetiden uten behov for utskiftning av komponenter underveis. Likevel legges det inn rutinemessige, generelle visuelle inspeksjoner gjennom forankringssystemenes levetid. Disse inspeksjonene utføres hvert 5. år, som foreslått i offshore standard «DNV-OS-J03 Design of Floating Wind Turbine Structures» (DNV GL, 2013). Inspeksjonene utføres av AHTS fartøyer utstyrt med ROV. Kostnadsfunksjonen for drift og vedlikehold er gitt ved:

$$K_V = \sum_{i=1}^{n_v} D_{vi} * \frac{1}{24 \text{ timer/døgn}} * \left(\frac{2 * l}{v_{vi}} + \frac{l_{tot}}{i_i} \right) \quad (18)$$

Der:

D_{vi} er dagraten til inspeksjonsfartøy i (NOK/døgn).

l er avstanden mellom havn og site (nm).

v_{vi} er transportfarten til inspeksjonsfartøy i (knop).

l_{tot} er total lengde som skal inspiseres (meter).

i_i er inspeksjonsraten til inspeksjonsfartøy i (m/time).

n_v er antall inspeksjonsfartøyer som benyttes.

Tabell 3-6 Informasjon om AHTS-er fra Island Offshore for inspeksjon

Fartøy (type)	D_{vi} (NOK)	v_{vi} (knop)	Antall ROV	Inspeksjonsrate (m/time)
Island Valiant (AHTS)	350 000	10	1	100
Island Vanguard (AHTS)	350 000	10	1	100
Island Victory (AHTS)	550 000	10	2	200

Inspeksjonsratene i tabell 3-6 er basert på et estimat fra masteroppgaven til Kjelstad (Kjelstad, 2017). Drift- og vedlikeholdskostnadene minimeres gjennom en tilsvarende optimeringsmodell som for transport og installasjon.

Tabell 3-7 Data for Vindpark Nordsjøen

Vindpark Nordsjøen	
Vindturbin effekt (MW)	6
Antall vindturbiner	50
Samlet effekt (MW)	300
Avstand til land (nautiske mil)	100
Havdybde (meter)	100
Levetid (år)	20
Driftstimer årlig (timer)	3800
Diskonteringsrente	10,7 %
Oppstartsår	2019
Bunnforhold	<i>Medium clay</i>

For å estimere en energikostnad som kan sammenlignes med andre energiproduksjonsteknologier må de totale kostnadene for den tenkte vindparken beregnes. Denne oppgaven beregner kun isolert LCC for forankringssystemene, og utelater dermed vindparkens resterende kostnader.

Felles for de to forankringssystemene er at de vil bruke samme plattform, innfestning, tårn, vindturbin og strømnnett. Produksjonskostnader, transportkostnader, installasjonskostnader, driftskostnader og avviklingskostnader for nevnte komponenter vil ikke variere mellom systemene. Derfor kan vindparkens resterende LCC legges på som en fast kostnad i tillegg til LCC for forankringssystemet.

Gode kostnadsfordelinger for flytende vindparker er foreløpig vanskelig å oppdrive, da det kun finnes én kommersiell flytende vindpark i dag; pilotprosjektet Hywind Scotland fra 2017. For denne vindparken ble det estimert at forankringskostnadene ville utgjøre omtrent 12,5 % av de totale kostnadene (Kjelstad, 2017). Hywind vindturbinene benytter et forankringssystem tilsvarende referansesystemet baseline med samme kjettingdiameter.

Til beregning av LCOE for vindparken forutsettes det derfor at LCC for baseline forankringssystemet utgjør 12,5 % av den totale LCC for vindparken, slik at de resterende faste kostnadene kan estimeres ved å multiplisere LCC for baseline med faktoren 7. Disse faste kostnadene holdes like for det innovative forankringssystemet.

Tabell 3-8 viser en kostnadsoversikt gjennom vindparkens levetid. Vindparken installeres i år 0 med oppstart i år 1. Deretter foretas det kun generelle inspeksjoner av forankringssystemene hvert 5. år frem til avvikling etter 20 år.

Tabell 3-8 Årlig kostnadsoversikt gjennom vindparkens levetid

Årsnummer	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Produksjon og innkjøp																						
Transport																						
Installasjon																						
Drift og vedlikehold																						
Avvikling																						

3.4 Sensitivitetsanalyse

For å undersøke hvor følsomme LCC og LCOE for de to forankringssystemene er mot endring av utvalgte nøkkelparametere vil det foretas en sensitivitetsanalyse. Følgende nøkkelparametere vil inngå i sensitivitetsanalysen:

Dagrate

Dagrate på AHTS fartøy har vist seg å være svært volatile, da markedet for disse fartøyene i stor grad er styrt av varierende etterspørsel. For eksempel leide Statoil AHTS-en KL Sandefjord til en pris på 700.000 kroner per dag i april 2018, opp fra 250.000 som var nivået bare en uke tidligere (Sundberg, 2018). Begge forankringssystemene i denne oppgaven er avhengige av å benytte AHTS, og endring av dagrate vil påvirke kostnaden for transport, installasjon, inspeksjon og avvikling.

Råstålpris

Prisen for råstål per. 11 april 2018 er 3700 CNY/tonn. I perioden 2016-2018 ble råstål handlet for 4772 CNY/tonn på det høyeste og 1750 CNY/tonn på det laveste (Trading Economics, 2018). Råstålprisen er derfor svært volatil, som vil påvirke kostnaden for kjetting, anker og triplate.

Antall vindturbiner

Ved å øke eller redusere antall vindturbiner kan det undersøkes i hvilken grad dette bidrar til å øke eller redusere LCOE for vindparken.

Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten som skal brukes er noe usikker og vil ha direkte innvirkning på LCOE for vindparken. Det er interessant å undersøke hvor mye LCOE kan reduseres kun ved å anta en annen diskonteringsrente

Driftsår

Fibertau hevdes å ha langt lengre levetid enn kjetting, der 20 driftsår kan anses som konservativt. Det er derfor interessant å se hvor mye LCOE kan reduseres ved å forlenge levetiden på vindparken.

Tabell 3-9 Nøkkelparametere og nivåer brukt i sensitivitetsanalysen

Parameter	Lav	Referanse	Høy
Dagrate (NOK/døgn)	50 %	100 %	200 %
Råstålpris (CNY/tonn)	1750	3700	4772
Antall vindturbiner	25	50	100
Diskonteringsrente	8 %	10,7 %	12 %
Driftsår	15	20	25

4 Resultater

4.1 Optimaliserte kostnader

Baseline

Tabell 4-1 Optimaliserte kostnader for baseline

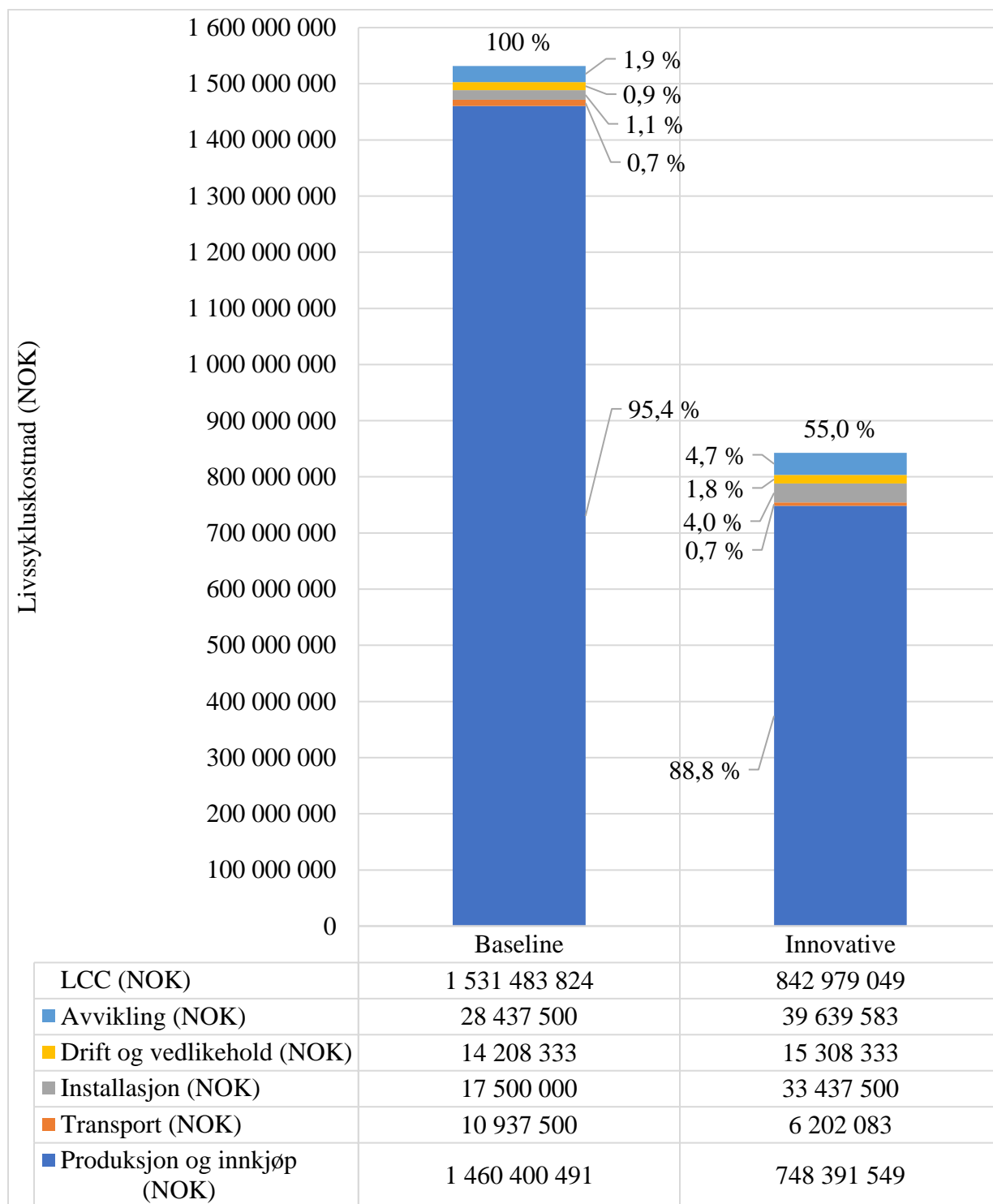
Produksjon og innkjøp	Vekt (tonn)	Antall	Kostnad (NOK)
Kjetting R4 Studless Ø147mm (790 meter)	341,28	150	982 798 004
Stevpris Mk6 DEA	29	150	477 602 487
			1 460 400 491
Transport	Dagrate (NOK)	Antall dager	
Transport med Island Vanguard	350 000	15,63	5 468 750
Transport med Island Valiant	350 000	15,63	5 468 750
			10 937 500
Installasjon			
Installasjon med Island Vanguard	350 000	25	8 750 000
Installasjon med Island Valiant	350 000	25	8 750 000
			17 500 000
Drift og vedlikehold			
Generell inspeksjon med Island Victory	550 000	25,83	14 208 333
Avvikling			
Avvikling med Island Vanguard	350 000	40,63	14 218 750
Avvikling med Island Valiant	350 000	40,63	14 218 750
			28 437 500

Innovative

Tabell 4-2 Optimaliserte kostnader for innovative

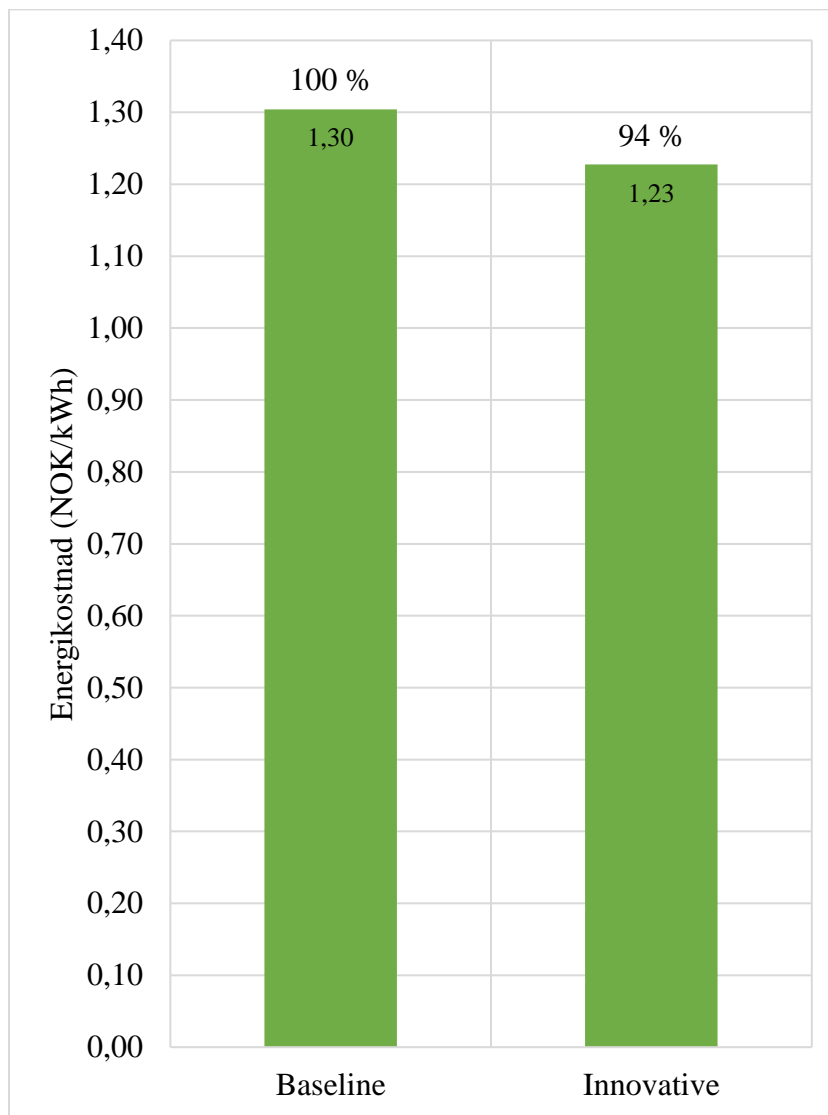
Produksjon og innkjøp	Vekt (tonn)	Antall	Kostnad (NOK)
Kjetting R4 Studless Ø147 mm (20 meter)	8,64	450	74 642 886
Polyestertau Ø259 mm (687 meter)	32,15	150	246 924 288
Nylontau Ø144 mm (113 meter)	1,45	150	11 108 352
Stevmanta VLA	40	150	330 573 818
Sugeanker	23	50	73 484 515
Triplate R2 73,5 mm	1,24	150	11 657 691
			748 391 549
Transport	Dagrate (NOK)	Antall dager	
Transport med Island Valiant	350 000	15,63	5 468 750
Transport med Island Victory	550 000	1,33	733 333
			6 202 083
Installasjon			
Installasjon med Island Valiant	350 000	56,3	19 687 500
Installasjon med Island Victory	550 000	25	13 750 000
			33 437 500
Drift og vedlikehold			
Generell inspeksjon med Island Victory	550 000	27,83	15 308 333
Avvikling			
Avvikling med Island Valiant	350 000	71,9	25 156 250
Avvikling med Island Victory	550 000	26,33	14 483 333
			39 639 583

4.2 LCC Forankringssystem



Figur 4-1 LCC for baseline og innovative forankringssystem

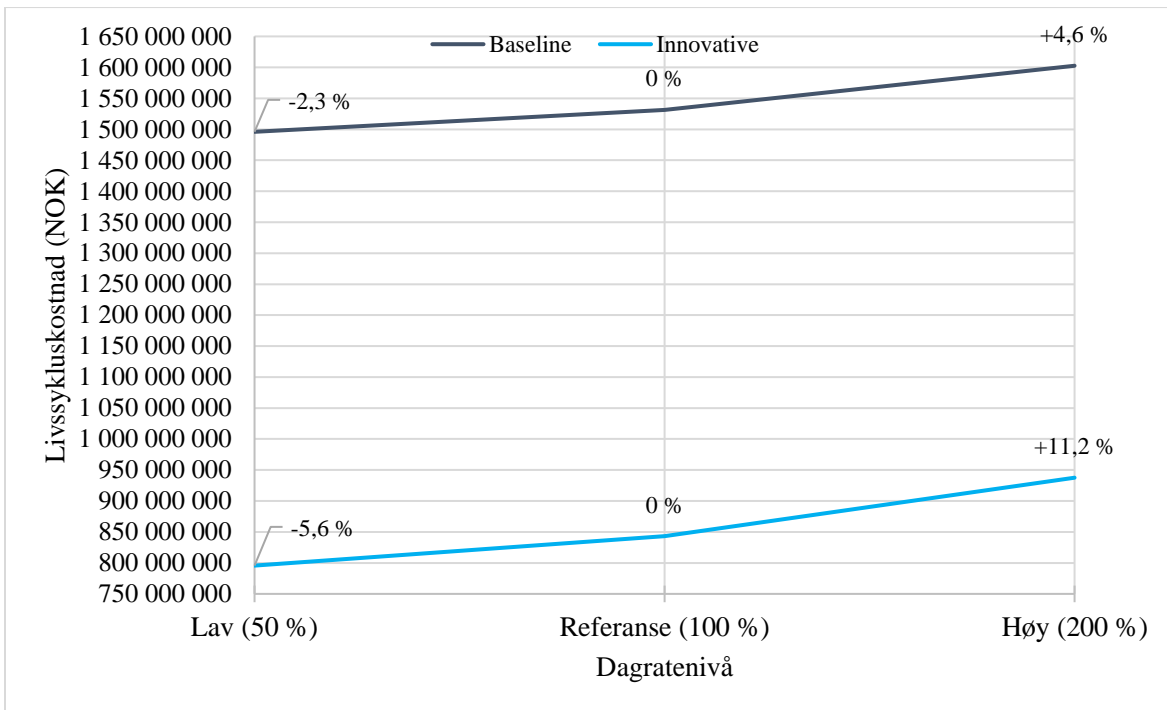
4.3 LCOE Vindpark Nordsjøen



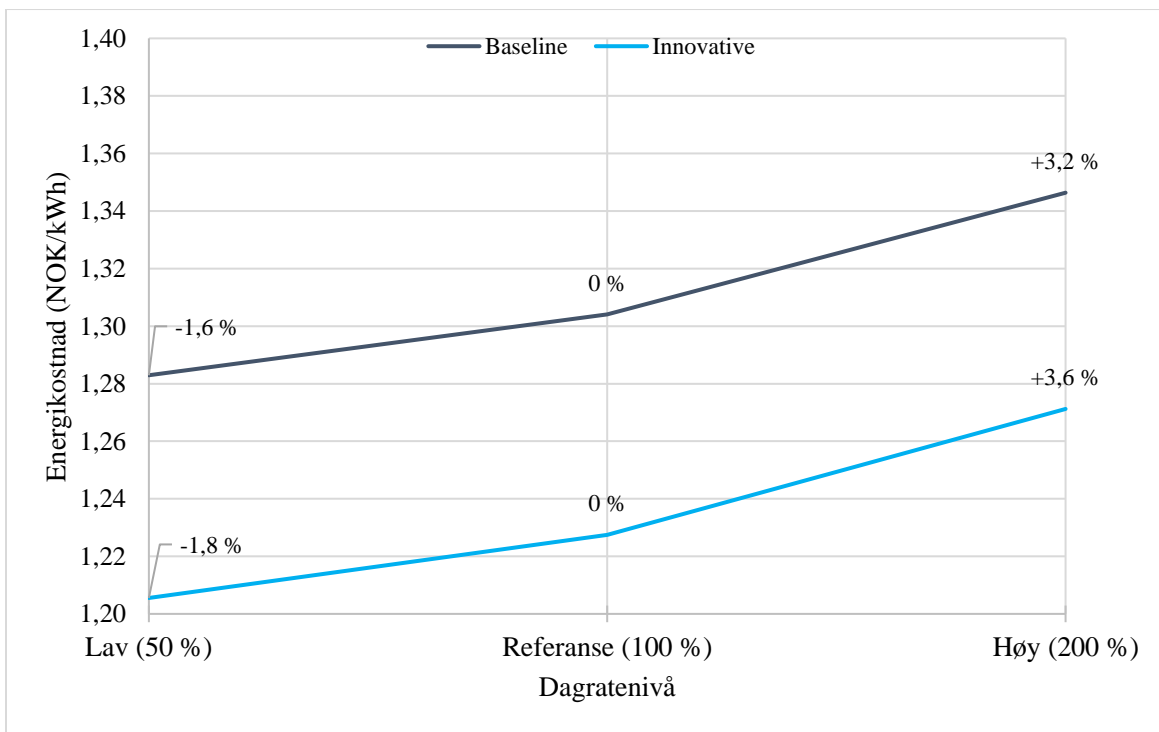
Figur 4-2 LCOE for Vindpark Nordsjøen med baseline og innovative forankringssystem

4.4 Sensitivitetsanalyser

4.4.1 Dagrater

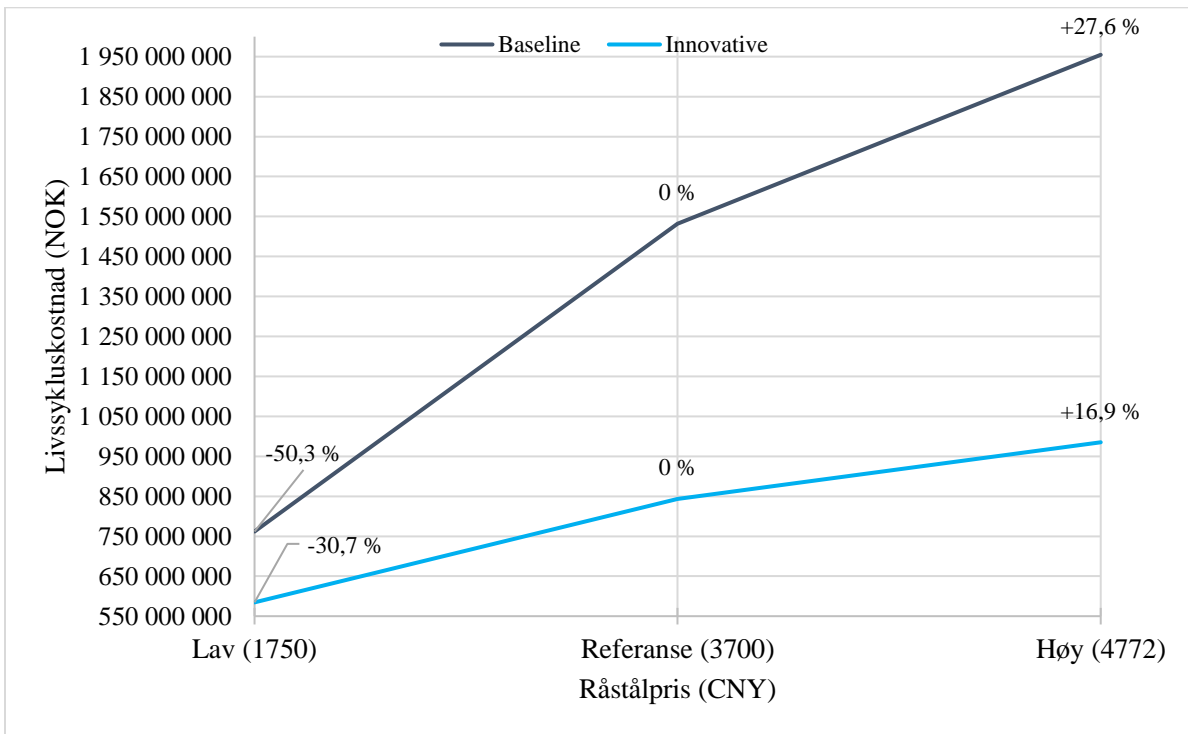


Figur 4-3 Endring i LCC for endring av dagrate

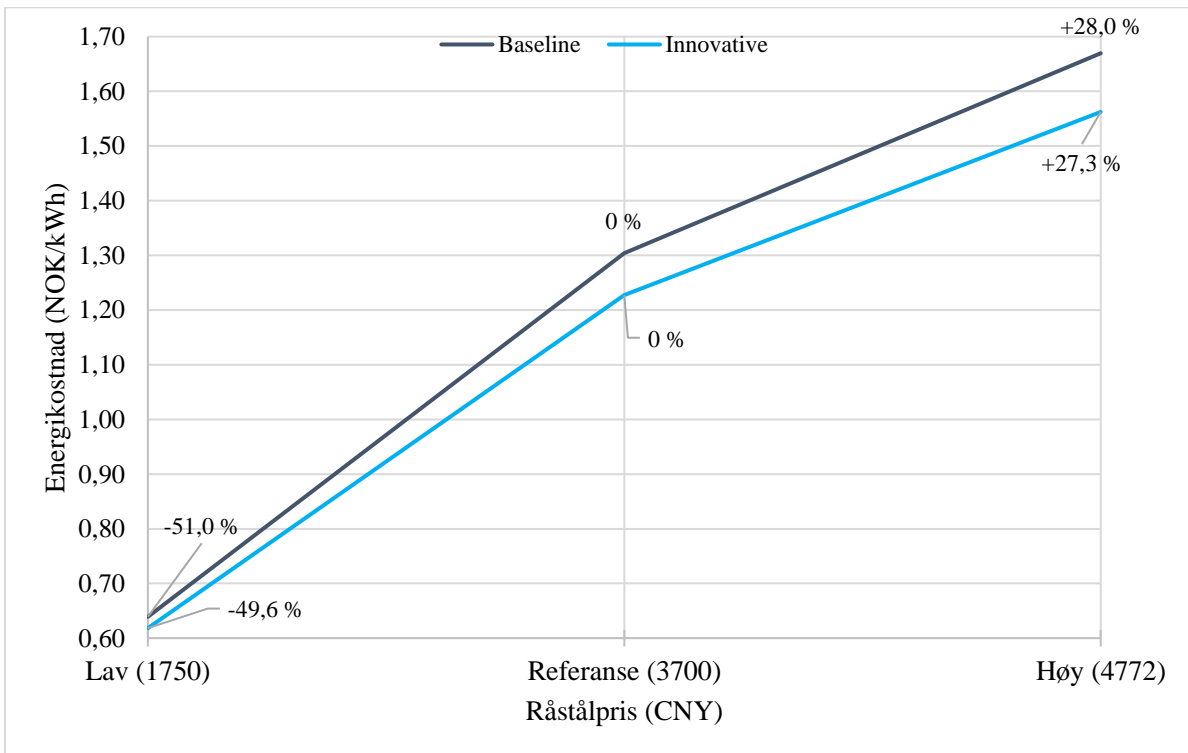


Figur 4-4 Endring i LCOE for endring av dagrate

4.4.2 Råstålpris

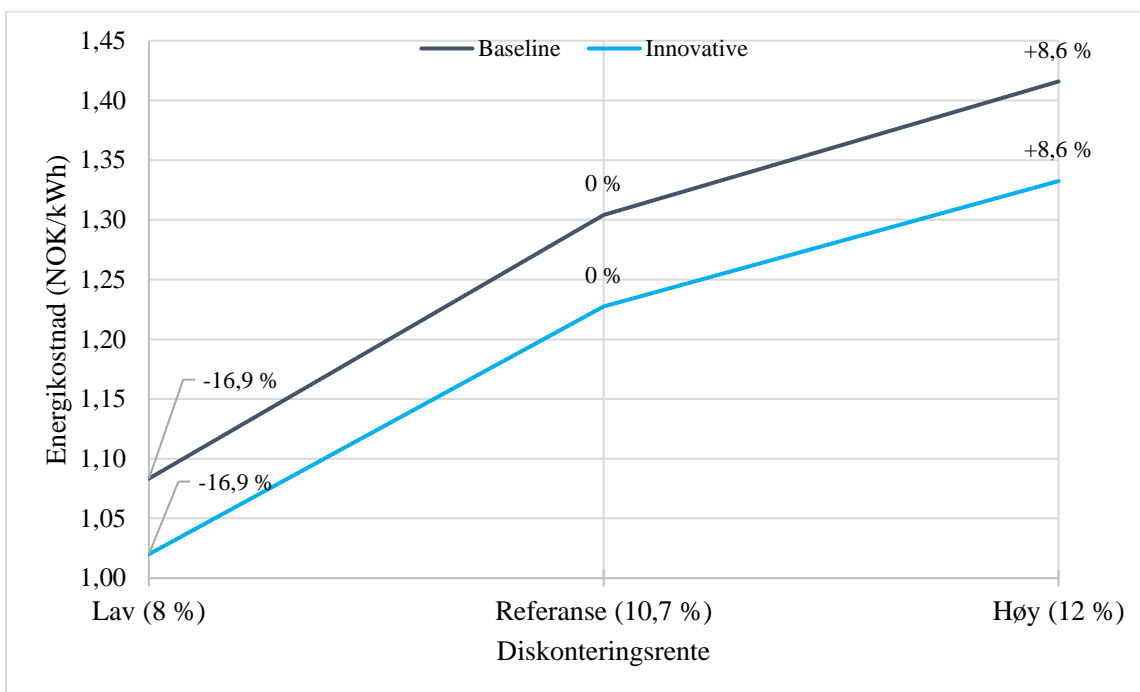


Figur 4-5 Endring i LCC for endring av råstålpris



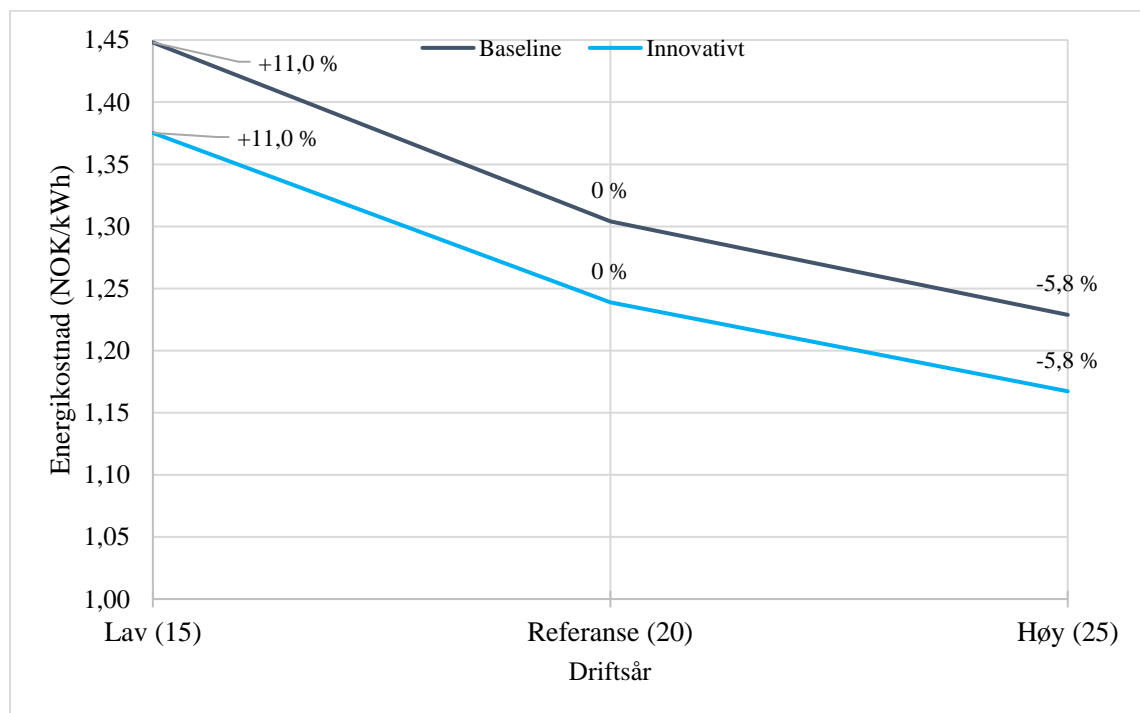
Figur 4-6 Endring i LCOE for endring av råstålpris

4.4.3 Diskonteringsrente



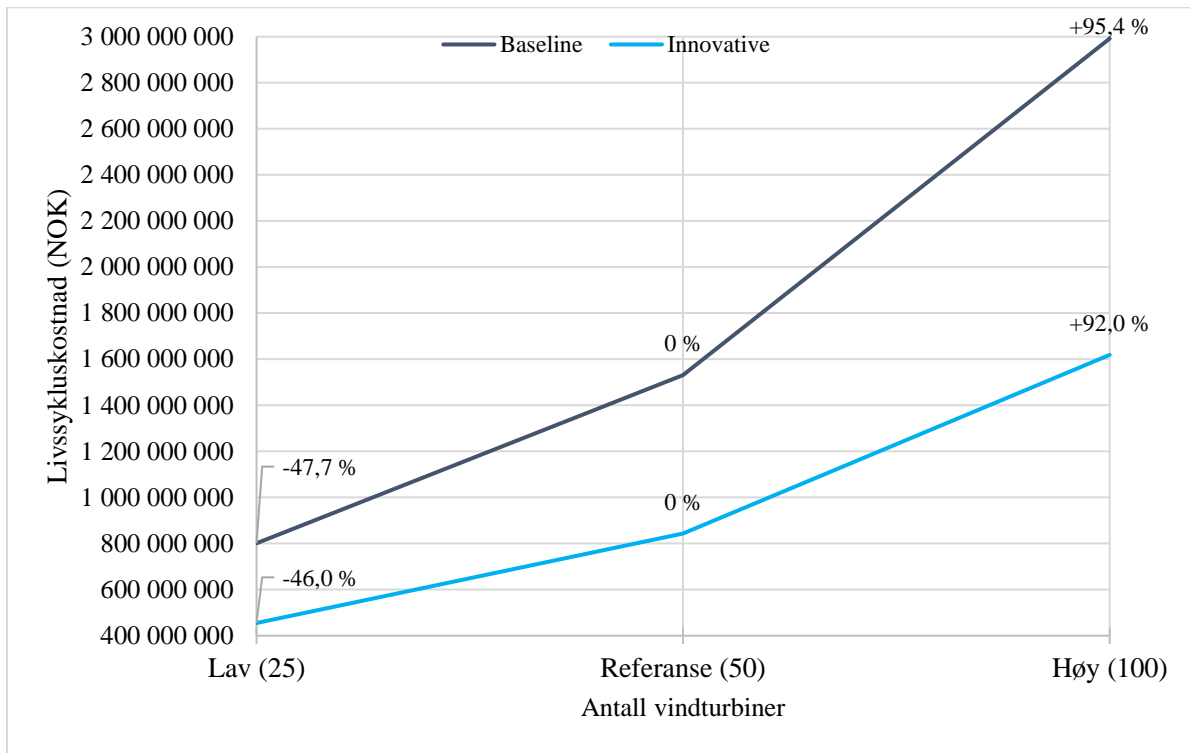
Figur 4-7 Endring i LCOE for endring av diskonteringsrente

4.4.4 Driftsår

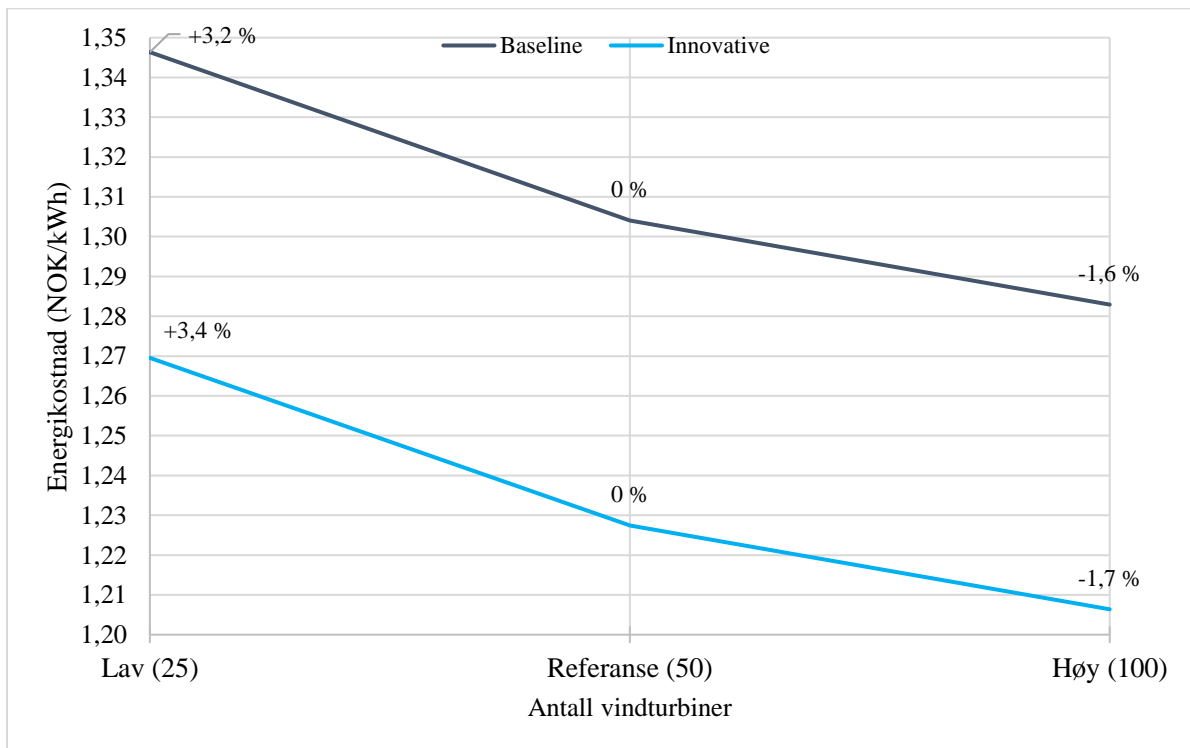


Figur 4-8 Endring i LCOE for endring av driftsår

4.4.5 Antall vindturbiner



Figur 4-9 Endring i LCC for endring av antall vindturbiner



Figur 4-10 Endring i LCOE for endring av antall vindturbiner

5 Diskusjon

5.1 Resultater fra kostnadsanalyse

Resultatene fra LCC analysen viser at de totale livssyklus kostnadene for det innovative forankringssystemet er 45 % lavere enn for baseline. Det innovative forankringssystemet har økte kostnader for installasjon, drift, vedlikehold og avvikling, men produksjon- og innkjøpskostnadene er nesten halverte. Kostnadene for produksjon og innkjøp utgjør hele 95,4 % for baseline og 88,8 % for innovative.

Resultatene fra LCOE analysen viser til energikostnader på 1,30 NOK/kWh for baseline og 1,23 NOK/kWh for innovative. Energifkostnaden til en vindpark bygget med det innovative forankringssystemet vil altså 6 % lavere enn tilsvarende vindpark bygget med baseline forankringssystem. Reduksjonen i LCOE er beskjeden i forhold til reduksjonen i LCC for forankringssystemet fordi forankringskostnadene er satt til å utgjøre kun 12,5 % av vindparkens totale kostnader.

Resultatene fra sensitivitetsanalysene viser at det innovative forankringssystemet fortsatt har lavere LCC og LCOE enn baseline på alle lav- og høynivå. Det innovative forankringssystemet er mer følsomt enn baseline mot endring av dagrater fordi det har omtrent 36 flere dager med bruk av fartøy. Det innovative forankringssystemet er også mindre påvirket av varierende råstålpris, selv om det benytter et ekstra anker i forhold til baseline. Dersom råstålprisen reduseres ytterligere fra det lave nivået kan både LCC og LCOE for baseline bli lavere enn for det innovative forankringssystemet.

Endring av diskonteringsrente påvirker begge forankringssystemenes LCOE i stor grad. LCOE reduseres med 16,9 % for begge systemene ved å redusere diskonteringsrenten til 8 % og økes med 8,6 % dersom diskonteringsrenten økes til 12 %. Diskonteringsrente er derfor en kritisk parameter for beregningen av LCOE og må velges etter nøye vurdering.

Dersom vindparken er i drift 5 år lenger enn antatt levetid vil LCOE reduseres med 5,8 % for begge forankringssystemene. Fra 15 til 20 år er reduksjonen 11 %. Forlengt levetid er økonomisk fordelaktig, men reduksjonen vil avta gradvis med økte driftsår, og sannsynligheten for uhell vil stige.

Ved endring av antall vindturbiner stiger baselines LCC raskere enn innovative fordi baseline er dyrere i utgangspunktet. LCOE vil reduseres med 1,6 % for baseline og 1,8 % for innovative ved fordobling av antall vindturbiner.

5.2 Usikkerheter og svakheter med oppgaven

Det er varierende usikkerhet blant tids- og kostnadsestimatene, der noen estimerer er basert på informasjon fra leverandør, mens andre baserer seg mer på «kvalifisert gjetning». For eksempel vil komplett installasjon av forankringssystemer bestå av mange mindre prosesser som gjør det utfordrende å estimere nøyaktig tid og kostnad for hver installasjon. Denne oppgaven gjør en forenkling og benytter installasjonstider på 8, 9 og 12 timer per anker, kun avhengig av ankertype. Disse estimatene er svært usikre da de inkluderer legging av line, kobling mot anker og alle andre, mindre installasjonsprosesser.

I denne oppgaven er det valgt å se bort ifra sannsynlighet for uforutsette hendelser. På tross av at forankringssystemene er dimensjonert for forholdene vil det alltid være en viss sannsynlighet for at noe uforutsett kan skje, der konsekvensene vil variere. Ulykker vil føre til ulykkeskostnader og i tillegg redusere energiproduksjonen, som vil føre til store tap.

Kostnadsoptimeringsmodellen for transport, installasjon, drift og vedlikehold regner med 100 % effektivitet i prosessene uten dødtid. Dette er ikke realistisk da tid vil uungåelig gå tapt i omstillingsprosesser av fartøy, verktøy og mannskap. Værforholdene på sjøen vil variere og kan til tider være uberegnelig. Dersom forholdene skulle bli ille nok må planlagte operasjoner utsettes, mens leiekostnadene for innleide fartøyer og mannskap vil fortsette å løpe.

Det er usikkerhet rundt *creep*-egenskapene til syntetisk fibertau. Det er sannsynlig at det vil være nødvendig med en eller flere etterstramminger av forankringslinene gjennom livssyklusen til det innovative forankringssystemet. Situasjonen er verst for nylontauet, som tidligere ikke har blitt brukt til permanent forankring da materialet har hatt store utfordringer både med *creep* og levetid.

I 2017 ble det gjennomført et samarbeidsprosjekt mellom flere sentrale aktører innen offshorebransjen der det ble testet hvorvidt nylon kan fungere som materiale i permanent forankring. Resultatene fra testene var tilfredsstillende nok til at nylon ble kvalifisert for permanent forankring (Subsea World News, 2017). Dataene for disse nylontauene var dessverre ikke

tilgjengelige. Derfor benytter denne oppgaven data fra nylontau laget for midlertidig forankring, som trolig ikke vil holde 20 år i det innovative forankringssystemet.

For å regne ut LCOE for vindpark ble det gjort en forenkling som forutsetter at forankringskostnadene for baseline utgjør 12,5 % av de totale kostnadene, slik at de resterende, faste kostnadene utgjør 87,5 % av vindparkens totale kostnad. Dette resulterer i LCOE verdier som er fornuftige, men kostnadsfordelingen forblir usikker.

6 Konklusjon

6.1 Hovedfunn

Det innovative forankringssystemet utviklet og dimensjonert gjennom denne oppgaven har 45 % redusert LCC i forhold til baseline. Under forutsetning at kostnaden for baseline forankringssystem utgjør 12,5 % av de totale kostnadene for en vindpark reduseres LCOE for vindparken med 6 % ved å benytte det innovative forankringssystemet fremfor baseline, fra 1,30 NOK/kWh til 1,23 NOK/kWh.

Det innovative forankringssystemet er mindre påvirket av råstålpris, men mer påvirket av dagrater enn baseline. Dersom råstålprisen skulle gå under lavnivået på 1750 NOK har baseline potensiale til å rimeligere enn det innovative forankringssystemet. Diskonteringsrente er en kritisk parameter for LCOE, og burde velges etter nøye vurdering. LCOE kan reduseres ytterligere ved å øke antall vindturbiner og driftsår, men reduksjonene vil gradvis.

Kostnadsanalysene inneholder flere usikkerheter. De fleste av disse usikkerhetene gjelder for begge forankringssystemene, slik at kostnadsforskjellene ikke nødvendigvis vil reduseres nevneverdig. Den største kostnadskategorien, produksjon og innkjøp, inneholder også flest verifiserte estimater og dermed minst usikkerhet av samtlige kostnadskategorier. Med så betydelige kostnadsreduksjoner innen denne kategorien anbefales det å se nærmere på det innovative forankringssystemet foreslått i denne oppgaven.

6.2 Videre arbeid

Denne oppgaven er begrenset til mellomdypt vann på 100 meter. For å teste det innovative forankringssystemets fleksibilitet og robusthet burde det undersøkes videre på andre vanddyp med tøffere vind- og bølgeforhold.

Det innovative forankringssystemet benytter ett VLA per polyesterline. Ved å benytte suganker istedenfor VLA kan forankringslinjer fra flere vindturbiner kobles på samme anker. Dette kan være kostnadsreducerende og burde undersøkes nærmere.

Resultatene fra denne oppgaven tyder på at forankringssystemer som benytter syntetisk fibertau vil ha vesentlig reduserte kostnader i forhold til tradisjonelle forankringssystemer. Nylonliner ment for permanent forankring vil komme på markedet de neste årene. Nylon er mykere og potensielt billigere enn polyester, og burde undersøkes for bruk i nye forankringssystemer.

7 Referanser

- Aldrin, H. S. (2018). *Utvikling av et forankringsssystem for flytende vindturbiner basert på polyester og nylon*: NMBU.
- American Bureau of Shipping. (2013). *Offshore Anchor Data for Preliminary Design of Anchors of Floating Offshore Wind Turbines*
- Benveniste, G., Lerch, M., Prada, M. d., Kretschmer, M., Berqué, J., López, A. & Pérez, G. (2016). *LCOE tool description, technical and environmental impact evaluation procedure*. Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50m. LIFES50+.
- BEXCO. (2017). *DB12*. BEXCO. Tilgjengelig fra: <https://www.bexco.be/single/32> (lest 14.04.2018).
- Blanchard, B. S. (u. d.). Life-Cycle Costing: An Effective Tool For Total Asset Management. I: b. 2. : Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)
- Chakrabarti, S. K. (2005). *Handbook of Offshore Engineering*. Elsevier, b. II.
- DNV GL. (2013). *Design of Floating Wind Turbine Structures*.
- DNV GL. (2015a). *Design, testing and analysis of offshore fibre ropes*.
- DNV GL. (2015b). *Offshore mooring chain*.
- DNV GL. (2016). *Offshore fibre ropes*.
- Dr. Techn. Olav Olsen. (u. d.). *OO-Star Wind Floater (pat.)*. Tilgjengelig fra: <http://www.olavolsen.no/nb/node/149> (lest 08.02.2018).
- Estevan, H. & Schaefer, B. (2017). *Life Cycle Costing State of the art report*.
- Europakommisjonen. (2011). *Communication From the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Energy Roadmap 2050*.
- Flory, J. F., Banfield, S. J. & Berryman, C. (2007). Polyester Mooring Lines on Platforms and MODUs in Deep Water. *Offshore Technology Conference*.
- Forskningsrådet. (u.d.-a). *Concrete substructure for floating offshore wind turbines*. Tilgjengelig fra: <https://www.forskningsradet.no/prosjektbanken/#/project/NFR/225946> (lest 22.03.2018).
- Forskningsrådet. (u.d.-b). *Innovative Mooring Systems*. Tilgjengelig fra: <https://www.forskningsradet.no/prosjektbanken/#/project/NFR/256364> (lest 22.03.2018).
- Gjølberg, O. & Johnsen, T. (2007). *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?*
- Island Offshore. (u.d.). *MV Island Valiant*. Tilgjengelig fra: <http://www.islandoffshore.com/fleet/fleet-overview/ahts/mv-island-valiant> (lest 02.04.2018).
- Kjeller Vindteknikk, Byrkjedal, Ø. & Kravik, R. (2009). *Analysen av offshore modellsimuleringer av vind*

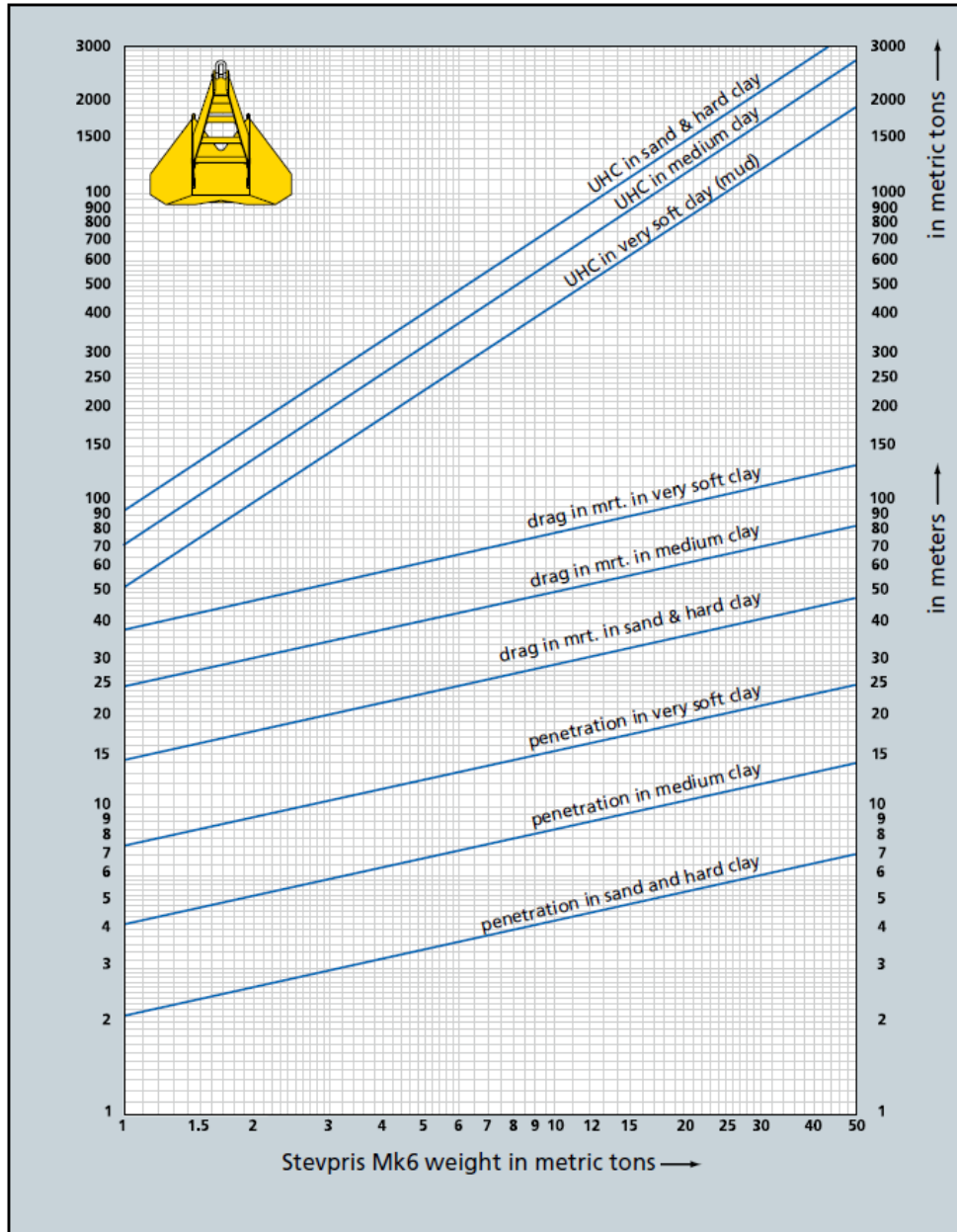
- Kjelstad, E. S. (2017). *En komparativ kostnadsanalyse av forankringssystemer for flytende vindturbiner*: NMBU.
- Landbø, T. (2017). *OO-STAR WIND FLOATER - AN INNOVATIVE AND ROBUST SEMI-SUBMERSIBLE FOR OFFSHORE FLOATING WIND*. Tilgjengelig fra: http://www.innovasjon Norge.no/contentassets/f95ed74438714219822adbceb7c4048e/dr.techn.olav-olsen-as_oo-star-wind-floater_trond-landbo.pdf.
- Lankhorst Ropes. (2016). *Ropes for Deep Water Mooring*. Lankhorst Ropes (red.).
- MARIN. (u. d.). *Mooring*: Maritime Research Institute Netherlands.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A. & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, 66: 714-728. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>.
- NVE. (2015). *Kostnader i energisektoren*.
- Offshore Consulting Engineering. (2006). *Offshore mooring lines*. Tilgjengelig fra: <http://dredgingengineering.com/moorings/lines/Offshore%20mooring%20lines%20mooring%20system.htm> (lest 09.03.2018).
- Rasen, B. (2009). Kostbar offshore-vind. *Norsk Sokkel*. Tilgjengelig fra: <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Norsk-sokkel/Nr2-20091/Den-veien-vinden-blaser/> (lest 14.03.2018).
- Snøfugl, I. (2016). *Next generation floating wind technologies*. LIFES50+. Tilgjengelig fra: <http://lifes50plus.eu/next-generation-floating-wind-technologies/> (lest 27.02.2018).
- Sotra Marine Produkter AS. (u.d.). *Triplates*. Tilgjengelig fra: <http://www.sotra.net/products/accessories/triplates> (lest 02.04.2018).
- Subsea World News. (2017). JIP Aims to Cut Costs with New Nylon Mooring Lines. Tilgjengelig fra: <https://subseaworldnews.com/2017/03/09/jip-aims-to-cut-costs-with-new-nylon-mooring-lines/> (lest 11.04.2018).
- Sundberg, J. D. (2018). Offshoreskiprate har doblet seg på én dag – tidoblet på to uker. *E24*. Tilgjengelig fra: <https://e24.no/boers-og-finans/dof/offshoreskiprate-har-doblet-seg-paa-en-dag-tidoblet-paa-to-uker/24301748> (lest 11.04.2018).
- Trading Economics. (2018). *Steel 2016-2018*. Tilgjengelig fra: <https://tradingeconomics.com/commodity/steel> (lest 11.04.2018).
- Vicinay Cadenas. (u.d.). *Offshore mooring chain*. Vicinay Cadenas. Tilgjengelig fra: <http://www.vicinaycadenas.net/mooring-chain/offshore-mooring-chain.asp> (lest 14.04.2018).
- Vryhof Anchors. (2015). *Vryhof Manual: The Guide to Anchoring*. 5 utg.: Vryhof Anchors.
- Weller, S. D., Johanning, L., Davies, P. & Banfield, S. J. (2015). Synthetic mooring ropes for marine renewable energy applications. *Renewable Energy*, 83: 1268-1278. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.058>.

WindEurope. (2017). *Wind energy today*. Tilgjengelig fra: <https://windeurope.org/about-wind/wind-energy-today/> (lest 15.02.2018).

8 Vedlegg

Appendix A Dimensjoneringstabeller

A.1 Stevpris Mk6



Figur 8-1 Dimensjoneringstabell Stevpris Mk6 (Vryhof Anchors, 2015)

A.2 Vryhof DEA

Table 3.1 Design Equations for Vryhof Drag Anchors

Vryhof Anchor	Soil	$UHC = a*(W)^b$			
		Metric Unit		US Customary Unit	
		<ul style="list-style-type: none"> • UHC: Anchor Ultimate Holding Capacity (kN) • W: Anchor Weight (MT) (1 ~ 50 MT) 		<ul style="list-style-type: none"> • UHC: Anchor Ultimate Holding Capacity (kips) • W: Anchor Weight (kips) (1 ~ 110 kips) 	
		a	b	a	b
Stevin MK3	Very Soft Clay	161.23	0.92	17.51	0.92
	Medium Clay	229.19	0.92	24.90	0.92
	Sand and Hard Clay	324.42	0.90	35.80	0.90
Stevpris MK5	Very Soft Clay	392.28	0.92	42.61	0.92
	Medium Clay	552.53	0.92	60.02	0.92
	Sand and Hard Clay	686.49	0.93	73.98	0.93
Stevpris MK6	Very Soft Clay	509.96	0.93	54.96	0.93
	Medium Clay	701.49	0.93	75.60	0.93
	Sand and Hard Clay	904.21	0.92	98.22	0.92

Figur 8-2 Dimensjoneringstabell for Vryhof DEA (American Bureau of Shipping, 2013)

A.3 Vryhof VLA

Table 4.1 Design Equations for Vryhof VLAs for Permanent Moorings

$A = c*UHC + d$					
Metric Unit			US Customary Unit		
Soil Quotient Undrained Shear Strength k (kPa/m)	<ul style="list-style-type: none"> • A: Required fluke area (m²) (1 ~ 30 m²) • UHC: Required Anchor Holding Capacity (kN) 		Soil Quotient Undrained Shear Strength k (psf/ft)	<ul style="list-style-type: none"> • A: Required fluke area (ft²) (10 ~ 320 ft²) • UHC: Required Anchor Holding Capacity (kips) 	
	c	d		c	d
1.25 (very soft)	0.003581	-0.1094	8 (very soft)	0.1715	-1.177
1.75 (very soft)	0.002461	-0.2847	11 (very soft)	0.1178	-3.065
2.25 (medium)	0.001857	-0.3259	14 (medium)	0.0889	-3.509
2.75 (medium)	0.001489	-0.3176	18 (medium)	0.0713	-3.419

Figur 8-3 Dimensjoneringstabell for Vryhof VLA (American Bureau of Shipping, 2013)

A.4 Sugeanker

Table 5.5 Design Equations for Pile Anchors of the Spread Mooring System (Metric Units)

Pile Anchor Type	Soil	$L, D, T = c * (UHC)^d$					
		<ul style="list-style-type: none"> • L: Pile length (m) • D: Pile outer diameter (m) • T: Pile thickness (mm) • UHC: Required pile ultimate holding capacity (kN) ($\leq 16,000$ kN) 					
		L (m)		D (m)		T (mm)	
		c	d	c	d	c	d
Driven Pile	Very Soft Clay	2.1697	0.3447	0.1049	0.3016	0.6722	0.4694
	Medium Clay	1.2976	0.3733	0.0529	0.3452	1.0531	0.4042
	Sand	2.5296	0.2907	0.0319	0.3700	1.1185	0.3889
Suction Pile	Very Soft Clay	1.1161	0.3442	0.3095	0.2798	2.0580	0.2803
	Medium Clay	0.5166	0.3995	0.1260	0.3561	0.8398	0.3561

Figur 8-4 Dimensjoneringstabell for sugeanker (American Bureau of Shipping, 2013)

Appendix B Datablader

B.1 Kjetting



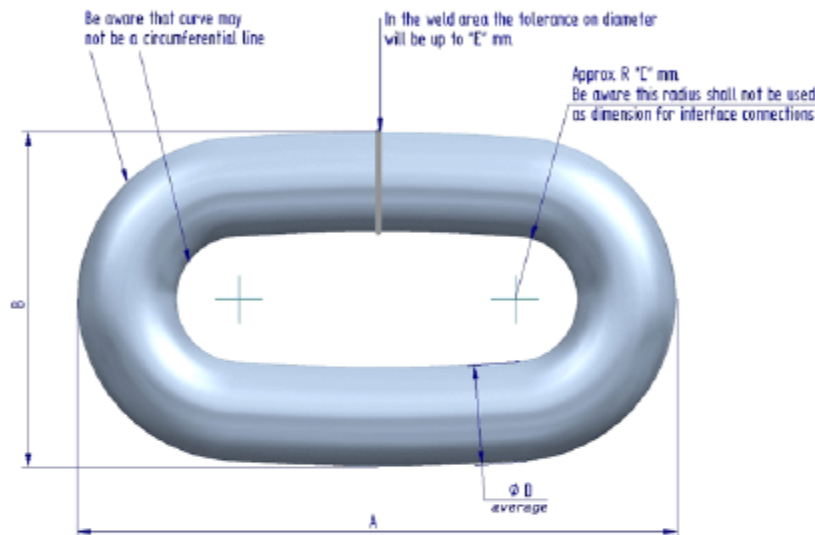
DATA SHEET

QUALITIES	CLASS. SOCIETY	TYPE	STUDLESS
R4	IACS-R4	STUDLESS CHAIN	101 COMMON LINK

COMMON LINK FOR 147 mm. STUDLESS CHAIN

Material Quality: IACS-R4

Project: _____



DIMENSIONS IN mm. (Approx.)

A	B	C	D	E
882	492	92	147	162

WEIGHT & LOADS

WEIGHT PER METER (Approx.)		KG.	LBS.
WEIGHT IN AIR		432.2	952.8
SUBMERGED WEIGHT		376	828.9

LOADS		kN	Klps
MINIMUM LOAD BEARING CAPACITY		19089	4291
PROOF LOAD >		13376	3383

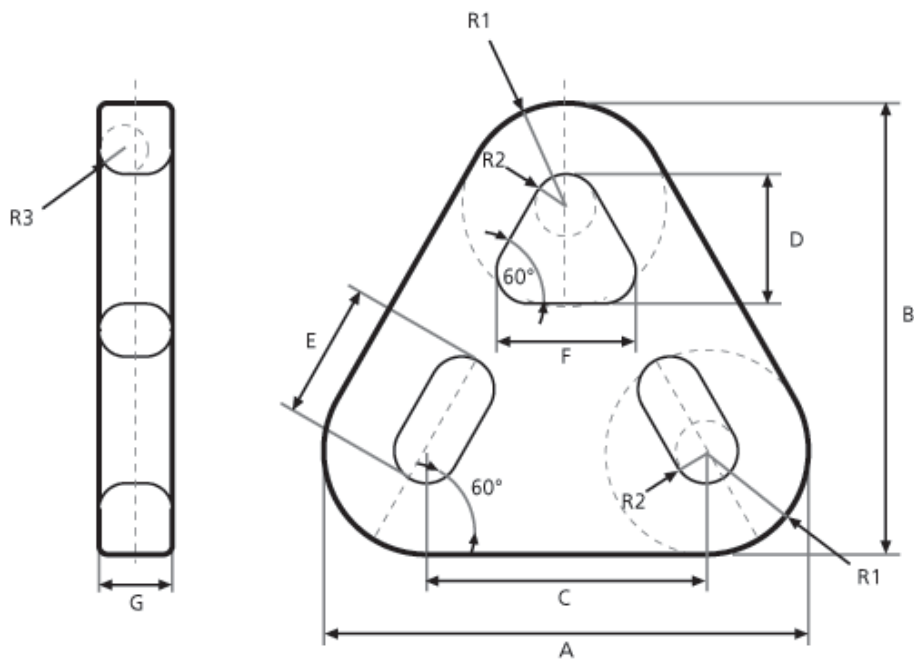
MECHANICAL PROPERTIES

TENSILE	MIN. YIELD STRESS	580	Mpa
	MIN. TENSILE STRENGTH	860	Mpa
	MIN. ELONGATION	12	%
	MIN. REDUCTION OF AREA	50	%
CHARPY	AT -20 °C.	BASE MATERIAL 50 J (Average)	WELD ZONE 36 J (Average)

Figur 8-5 Datablad for kjetting (Vicinity Cadenas, u.d.)

B.2 Triplate

Triplates



WLL	BL	A	B	C	D	E	F	G	R1	R2	R3	Weight
Tonnes	Tonnes	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	kgs
9,5	57	250	230	148	70	75	75	36	51	19	14	
12	72	287	264	175	80	85	87	42	56	20	16	16,5
17	102	355	326	215	95	105	102	50	70	25	20	33,5
35	210	507	469	287	130	143	140	70	110	34	25	83,5
55	330	600	553	350	167	167	180	90	125	40	32	123
85	510	690	639	399	185	195	199	115	145	46	40	191
120	720	825	762	475	219	230	237	125	175	55	45	357

Figur 8-6 Datablad for triplate (Sotra Marine Produkter AS, u.d.)

B.3 Polyesterline (GAMA98)

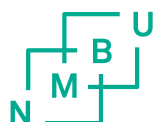
Minimum Breaking Load (TF)	ø (mm)	Mass in air (kg/m)	Mass in water (kg/m)	Stiffness		
				Cycling between 10-30% MBL	Cycling between 20-30% MBL	Cycling between 40-50% MBL
				MN	MN	MN
450	125	10,8	2,8	68	100	121
500	132	12,2	3,1	76	111	134
600	144	14,4	3,7	91	134	161
700	156	16,7	4,3	106	156	187
800	167	19,3	4,9	121	178	214
900	177	21,6	5,5	136	200	241
1000	186	24,0	6,2	151	223	268
1100	196	26,5	6,8	166	245	295
1200	201	28,3	7,3	181	267	321
1250	203	29,0	7,4	189	278	335
1300	208	30,4	7,8	196	289	348
1400	217	33,0	8,5	212	312	375
1500	223	34,8	8,9	227	334	402
1600	232	37,7	9,7	242	356	429
1700	238	39,5	10,1	257	379	455
1800	246	42,4	10,9	272	401	482
1900	251	44,2	11,3	287	423	509
2000	259	46,8	12,0	302	445	536
2100	266	49,7	12,7	317	468	562
2200	274	52,5	13,5	332	490	589
2300	279	54,6	14,0	347	512	616
2400	286	57,4	14,7	363	534	643
2500	290	59,2	15,2	378	557	670

Figur 8-7 Datablad for polyesterline (Lankhorst Ropes, 2016)

B.4 Nylonline (DB12)

DB12											
Dia	Circ.	Dia	Weight	MBL Single*				MBL Grommet*			
				DRY		WET		DRY		WET	
mm	"	"	kg/100m	tf	kN	tf	kN	tf	kN	tf	kN
80	10	3 1/4	397	147	1442	140	1370	250	2452	237	2329
88	11	3 5/8	481	178	1746	169	1659	303	2969	287	2820
96	12	4	572	208	2040	198	1938	354	3469	336	3295
104	13	4 1/4	671	249	2443	237	2321	423	4153	402	3945
112	14	4 5/8	779	288	2825	274	2684	490	4803	465	4563
120	15	5	893	327	3208	311	3047	556	5453	528	5181
128	16	5 1/4	1020	368	3610	350	3430	626	6137	594	5830
136	17	5 1/2	1150	419	4110	398	3905	712	6988	677	6638
144	18	6	1280	470	4611	447	4380	799	7838	759	7446

Figur 8-8 Datablad for nylonline (BEXCO, 2017)



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway