
RAPPORT

Fagutredning for virkninger av havvind for kraftproduksjon og vindregime: Vestavind F, Sørvest F & Vestavind B

OPPDRAGSGIVER

Norges vassdrags- og energidirektorat

EMNE

Fagutredning - Vestavind F, Sørvest F &
Vestavind B

DATO / REVISJON: 11. november 2024 / 05

DOKUMENTKODE: 10254852-01-RIEN-RAP-001



Multiconsult
Meventus
Your partner in wind



Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

RAPPORT

OPPDRAG	Fagutredning for virkninger av havvind for kraftproduksjon og vindregime:	DOKUMENTKODE	10254852-01-RIEN-RAP-001
EMNE	Fagutredning - Vestavind F, Sørvest F & Vestavind B	TILGIJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Norges vassdrags- og energidirektorat	OPPDRAGSLEDER	Ross Cowie-Sailer
KONTAKTPERSON	Alexander Eckhoff Wang, Sigrun Kavli Mindeberg	UTARBEIDET AV	Ross Cowie-Sailer, Oda Andrea Hjelme, Rene Gule, Kyle Brennan, Anne Haaland Simonsen, Morten Rosen, Mads V. Sørensen, Clare Isingoma, Kristian Ludvik Rørmark Ek
		ANSVARLIG ENHET	10105090 Seksjon Vindkraft

05	11.11.2024	Versjon 4 - endelig utgave	ARCS, OAH, RG, KB, AHS, MR, MVS, CI	KE	OAH
04	21.06.2024	Versjon 3 - endelig utgave	ARCS, OAH, RG, KB, AHS, MR, MVS, CI	KE	ARCS
03	31.05.2024	Versjon 2 - endelig utgave	ARCS, OAH, RG, KB, AHS, MR, MVS, CI	KE	ARCS
02	24.04.2024	Versjon 2 - utkast	ARCS, OAH, RG, KB, AHS, MR, MVS	ARCS	ARCS
01	01.03.2024	Versjon 1 - utkast	ARCS, OAH, RG, KB, AHS, MR, MVS	ARCS	ARCS
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

SAMMENDRAG

Multiconsult og Meventus, støttet av EMD International A/S, er kontrahert av NVE for å gjennomføre fagutredningen for kraftproduksjon og vindregime for å svare på kravene i konsekvensutredningsprogrammet for dette temaet. NVE vil bruke resultatet fra fagutredningen inn i den strategiske konsekvensutredningen, hvor interessene og verdiene fra alle fagutredningene vil verdsettes opp mot hverandre. Denne rapporten presenterer resultatene fra fagutredningen for 2025-områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F.

Sørvest F er lokalisert 152 km fra land med en gjennomsnittlig havdybde på 60 m og er derfor egnet for bunnfast havvind og likestrømstilknytning til land. Vestavind B og Vestavind F er egnet for flytende havvind og vekselstrømstilknytning på grunn av avstand fra land og gjennomsnittlig havdybde på henholdsvis 37 km og 350 m for Vestavind B, og 22 km og 265 m for Vestavind F.

Basert på relevante tekno-økonomiske parametere som dybder, bunnforhold, vindforhold og avstand til nettilknytningspunkter er det laget en rangering av hvilke deler innenfor utredningsområdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F som er best egnet for utbygging. Påvirkningen av relevante parametere er reflektert i en forventet energikostnad. Innenfor de foreslåtte delområdene plasseres eksempelprosjekter med en bestemt størrelse i installert kapasitet og anvendt turbinteknologi med tilhørende elektrisk infrastruktur.

Delområdene innenfor hvert utredningsområde er rangert primært basert på energikostnadskartet, eksterne vaketap fra øvrige delområder relatert til utbyggingsrekkefølge og resulterende kapasitetsfaktor, samt eksisterende infrastruktur i området der dette er relevant. Av de tre utredningsområdene, er forventet energikostnad lavest for Sørvest F, etterfulgt av Vestavind F og Vestavind B. Denne fordelingen gjenspeiles også i beregnet energiproduksjon og netto kapasitetsfaktor.

Sørvest F

For Sørvest F er tre mulige inndelinger av utredningsområdet vurdert; 2x1500 MW (inkluderer Sørlige Nordsjø II), 3x1500 MW + Sørlige Nordsjø II (1500 MW), og 2x2100 MW + Sørlige Nordsjø II (1500 MW). Den alternative inndelingen med 2x2100 MW + Sørlige Nordsjø II (1500 MW) rangeres høyest grunnet bedre plassering enn øvrige inndelinger når det kommer til forventet energi og vanddybde. For Sørvest F oppnår delområder med dypere vann og lengre avstander til land høyere energikostnad. Det sørligste delområdet rangeres derfor lavest for begge de alternative inndelingene.

Vestavind F

Innenfor utredningsområdet Vestavind F er tre alternative inndelinger vurdert; 3x500 MW, 3x750 MW og fem delområder med totalt 3500 MW installert kapasitet. Der anbefales det at UN Sør (det sørligste delområdet av de eksisterende Utsira Nord-områdene) rangeres øverst da dette oppnår lavest forventet energikostnad og høyest kapasitetsfaktor.

Vestavind B

Innenfor utredningsområdet Vestavind B er fire alternative inndelinger vurdert; 4x1500 MW, 3x2100 MW, 500 MW optimalt plassert, og 1000 MW optimalt plassert. Troll, Fram og flere andre oljefelt er lokalisert innenfor utredningsområdet, med omfattende aktiv infrastruktur både over og under vann gjennom store deler av området. Planlegging av infrastruktur til havvindprosjektet i disse områdene vil være utfordrende for enhver utvikler utenom oljefeltoperatøren. Grunnet dette er store deler av rørstrukturen i Troll- og Fram-feltene ekskludert. Alternativet med inndeling 3x2100 MW anses som mest hensiktsmessig med høyere installert kapasitet og større delområder enn alternativet 4x1500 MW. Også for Vestavind B oppnår delområder med grunnere vann lavere energikostnader. For alternativet med 4x1500 MW rangeres det nordligste delområdet øverst med høyest kapasitetsfaktor i tillegg til noe mer gunstig lokasjon med tanke på eksisterende infrastruktur. For alternativet med 3x2100 MW rangeres det sørøstlige delområdet høyest grunnet de grunneste havdybdene selv om delområdet er dårligere med tanke på vindretning og har dermed lavest tilgjengelig energi.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1. Introduksjon	6
1.1 Målet for denne fagutredningen	7
1.2 Rapportens oppbygning.....	7
1.3 Usikkerheter og begrensninger.....	8
2. Vindturbinteknologi.....	9
2.1 Vindturbin	9
2.2 Montering og installasjonsmetoder.....	10
3. Nettilknytningsteknologi	15
3.1 Overføringsteknologi	15
3.2 Reaktiv kompensering	16
3.3 Transformator- og omformerstasjon	20
3.4 Internkabling.....	20
3.5 Eksportkabling	21
3.6 Tilkobling til land.....	21
4. Tekno-økonomisk rangering av arealer	22
4.1 Metode for rangering av arealer.....	22
4.2 Grunnlagsdata.....	22
4.3 Energikart for produksjonspotensiale.....	23
4.4 Estimering av kostnader	24
4.5 Energikostnad	27
4.6 Forslag til inndeling av delområder	28
4.7 Rangering av delområder.....	28
5. Eksempelprosjekter med turbin og elektrisk infrastruktur	29
5.1 Vindturbin	29
5.2 Fundamentering og forankring	29
5.3 Elektrisk infrastruktur	30
5.4 Optimering av turbinlayout	33
5.5 Simulering av kraftproduksjon.....	34
6. Resultater – Vestavind F	41
6.1 Utredningsområde beskrivelse	41
6.2 Alternative inndelinger og eksempelprosjekter.....	42
6.3 Forventet årlig energiproduksjon	43
6.4 Elektrisk infrastruktur	49
6.5 Rangering av delområder.....	53
7. Resultater – Sørvest F	55
7.1 Utredningsområde beskrivelse	55
7.2 Inndeling alternativer og eksempelprosjekter	56
7.3 Forventet årlig energiproduksjon	57
7.4 Elektrisk infrastruktur	63
7.5 Rangering av delområder.....	65
8. Resultater – Vestavind B	68
8.1 Utredningsområde beskrivelse	68
8.2 Inndelingsalternativer og eksempelprosjekter	69
8.3 Forventet årlig energiproduksjon	71
8.4 Elektrisk infrastruktur	76
8.5 Rangering av delområder.....	82
9. Referanser	84
Vedlegg A Turbineffekt- og thrustkurver.....	85
Vedlegg B Detaljer for kostnadsmodell.....	86
B.1 Beskrivelse av kostnadsmodell	86
B.2 Kostnadsdata	87
B.3 Stedsspesifikke kostnadsjusteringer	94

1. Introduksjon

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har identifisert 20 mulige havvindområder (se Figur 1-1) langs hele kysten i samråd med en direktoratgruppe bestående av Miljødirektoratet, Fiskeridirektoratet, Oljedirektoratet, Kystverket og Forsvarsbygg. På oppdrag fra Energidepartementet (ED) skal NVE utføre en strategisk konsekvensutredning av disse 20 områdene. De tre områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F skilles ut i en egen strategisk konsekvensutredning og utredningen skal kunne brukes direkte i en åpningsprosess frem mot utlysning i 2025. Områdene omtales derfor som «2025-områdene» i denne rapporten. En kommende rapport vil ta for seg de resterende 17 områdene planlagt for senere utlysning frem mot 2040. Disse områdene omtales derfor som «2040-områdene».

Multiconsult og Meventus, støttet av EMD International A/S, er kontrahert av NVE for å gjennomføre fagutredningen for kraftproduksjon og vindregime for å svare på kravene i konsekvensutredningsprogrammet for dette temaet. NVE vil bruke resultatet fra fagutredningen inn i den strategiske konsekvensutredningen, hvor interessene og verdiene fra alle fagutredningene vil evalueres sammen med hverandre. Denne rapporten presenterer resultatene fra fagutredningen av kraftproduksjon og vindregime for 2025-områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F.



Figur 1-1: Identifiserte utredningsområder for havvind. Kilde: [1].

1.1 Målet for denne fagutredningen

Denne rapporten presenterer en overordnet fagutredning innenfor det temaspesifikke utredningspunktet «Kraftproduksjon, vindregime og levetidskostnad» i konsekvensutredningsprogrammet for områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F. Se informasjon om havvindområdene i Tabell 1-1. Fagutredningen har som mål å fremskaffe beslutningsrelevant kunnskap om utredningsområdene, og rangere havvindområdene for å danne et grunnlag for å vurdere inndelingen av nye delområder. Basert på relevante teknisk-økonomiske parametere som dybder, bunnforhold, vindforhold og avstand til nettilknytningspunkter er det laget en rangering av hvilke deler innenfor utredningsområdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F som er best egnet for utbygging.

Tabell 1-1: Informasjon om utredningsområdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F. Kilde: [1].

	Sørvest F (inkl. Sørlige Nordsjø II)	Vestavind B	Vestavind F (inkl. Utsira Nord)
Totalt areal	2702 km ²	2985 km ²	1989 km ²
Lokasjon	152 km fra kysten av Agder	37 km fra kysten av Vestland	22 km fra kysten av Rogaland
Gjennomsnittlig havdybde	60 m	350 m	265 m
Type teknologi	Bunnfast havvind	Flytende havvind	Flytende havvind

1.2 Rapportens oppbygning

Kapittel 1 gir en introduksjon til fagutredningen.

Kapittel 2 beskriver vindturbinteknologien som er tilgjengelig i dag og teknologi som det antas at blir tilgjengelig i havvindindustrien innen bygging av havvindområdene kan kunne starte.

Kapittel 3 beskriver mulige løsninger for nettilknytning.

Kapittel 4 presenterer metoden som er brukt for den tekno-økonomiske analysen av havvindområdene.

Kapittel 5 beskriver benyttet eksempelprosjekt med turbin og tilhørende elektriske infrastruktur.

Kapittel 6 presenterer resultater fra den tekno-økonomiske analysen av Vestavind F.

Kapittel 7 presenterer resultater fra den tekno-økonomiske analysen av Sørvest F.

Kapittel 8 presenterer resultater fra den tekno-økonomiske analysen av Vestavind B.

Kapittel 9 angir hvilke referanser som er brukt i rapporten.

Vedlegg til rapporten:

- Vedlegg A Turbineffekt- og thrustkurver: Effektkurve for turbin for ulike hastigheter.
- Vedlegg B Detaljer for kostnadsmodell: Mer om metode, bakgrunn og tilpasninger.

1.3 Usikkerheter og begrensninger

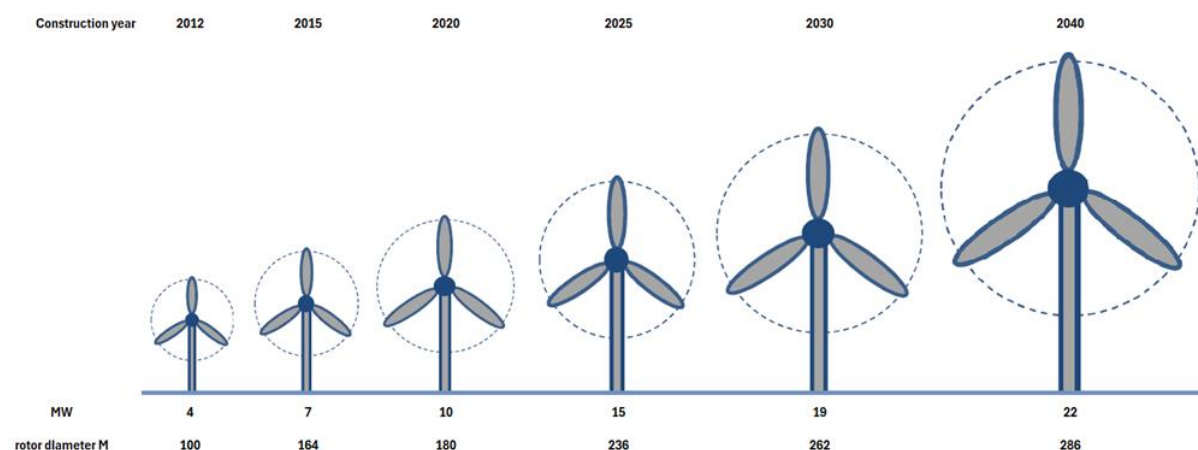
- Denne fagutredningen gjøres på et overordnet nivå og valgt nettilknytningsteknologi per område gjøres basert på havdybde, avstand til land og installert kapasitet. Ved prosjektering av havvindanlegg vil tverrsnitt for internkabling og antall havvindturbiner per radial bestemmes basert på nettanalyser. Analyser av dette er derfor ikke gjort i denne utredningen, men en viss andel reaktiv kompensering i internkabler er hensyntatt.
- Det legges til grunn teknologi som forventes å være moden innen slutten av 2020-årene. Ettersom effektkurvedata per i dag ikke er tilgjengelig for valgt eksempelturbin er det benyttet en effektkurve som er utarbeidet ved tilnærming til forventet nivå.
- Bildet av kraftsystemet og kraftnettet på land kan endres innen utbygging av havvind-områdene og dermed kan anbefalt tilknytningspunkt på land også endres. Det er ikke tatt hensyn til kapasitet i kraftnettet på land, behovet for oppgraderinger av eksisterende nett og hvor i kraftsystemet det er mest hensiktsmessig å få inn ny kraftproduksjon. Dette vil bli dekket av en egen fagutredning utført av Statnett.
- Merk at internkabling og eksportkabling ikke hensyntar eventuelle konflikter med miljø, skipsfart etc. da dette ikke er en del av denne fagutredningen. Internkablingen hensyntar heller ikke forankring og fortøyningslinjer for vindturbinene og transformator-/omformerstasjonen. Fagutredningen vurderer ikke landfall og bygghet til landanlegget.
- Eksempelprosjektene med plassering av turbiner skal benytte hele delområdene. Kapasitet for nye delområder ble beregnet etter ønsket energitetthet på 3,5 MW/km². Dette, kombinert med en vindturbin med antatt effekt på 22 MW, resulterer i lengre avstand mellom turbinene enn det som typisk bygges i et prosjekt med samme kapasitet og dermed også lengre internkabel lengder.
- Det var ingen lokale vinddata tilgjengelig for denne analysen og alle vindanalyser er derfor basert på meteorologiske reanalysedata med en times tidsoppløsning som mulig ikke fanger opp all variasjon i vindfeltet og lokale effekter.
- Det er ikke blitt utført nettanalyser for nettilknytningsløsningene som innebærer likestrøms-overføring. Forenklet beregning av elektriske tap er basert på ideell motstand og uten spenningstap ($P = RI^2$).
- På grunn av manglende data om sedimentets sammensetning og volum, er ikke påvirkningen på kostnadene for bunnfaste prosjekter (under 70 m havdybde) for denne hensyntatt. Det er også antatt at flukeankere kan benyttes i alle områder hvor bunnsedimentet er klassifisert som mykt, uavhengig av eksisterende bunnfast infrastruktur i området (olje-/gassrør eller strømkabler). Om det skulle oppstå konflikter med infrastruktur som krever annen ankertype, eller videre utredninger viser at bunnsedimentet er hardt, vil kostnadene kunne øke.

2. Vindturbineteknologi

Denne fagutredningen legger til grunn vindturbineteknologi som er tilgjengelig i dag og teknologi som det antas at vil være tilgjengelig i havvindindustrien innen bygging av havvindområdene. Per i dag er det største volumet av utbygd havvind bunnfast teknologi. Flytende havvind er derfor på et veldig tidlig teknologistadium med stor usikkerhet i videre kostnadsutvikling. Av prosjektene som vurderes i denne fagutredningen, er Sørvest F best egnet for bunnfast havvind mens områdene Vestavind B og Vestavind F er relevant for flytende havvind.

2.1 Vindturbin

Havvindindustrien begynte i Danmark på 1990-tallet med installasjon av den første bunnfaste havvindturbinen på grunnere havområder. Utviklingen i havvindturbinene trender mot større vindturbiner med økt kapasitet (effekt), og større dimensjoner, som vist i Figur 2-1. I dag installeres det vindturbiner med kapasitet og dimensjon på opp mot 10-15 MW. Det asiatiske markedet utvikler turbiner på opp mot 22 MW der det nå testes en ca. 20 MW turbin fra Mingyang i Kina. Europeiske og amerikanske havvindleverandører kan enda ikke levere havvindturbiner i denne størrelsesordenen, men dette forventes å snu i de kommende år. Multiconsult/Meventus har i samråd med NVE bestemt å benytte en referanseturbin på 22 MW basert på antagelser om kommende turbiner til markedet. Eksempelturbinen er beskrevet i kapittel 5.



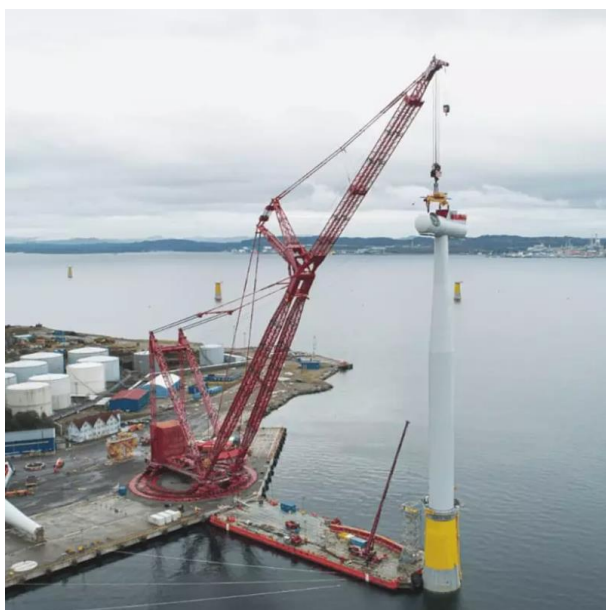
Figur 2-1: Evolusjon av dimensjonering av turbiner.

2.2 Montering og installasjonsmetoder

Installering av flytende og bunnfast vind utføres ved hjelp av ulike metoder. Nedenfor vil vi kort presentere byggemetodene.

Flytende

Produksjon og montering av flytende fundament utføres i dypvannshavner, og den ferdige konfigurasjonen blir slept til installasjonsstedet av taubåter. For øyeblikket begrenses bruken av flytende fundamenter av kostnadene for fabrikasjon. Når de ankommer installasjonsstedet, blir turbinene koblet til ankrejedene og elektrisk tilkobling før de går inn i en periode med idriftsetting.



Figur 2-2: Montering av en spar-montert havvindturbin i en dypvannshavn i Norge. Kilde: [2].

Bunnfaste

Først etableres fundamenter på installasjonsstedet. Etter at fundamentene er på plass, transporterer spesialiserte løfteskip vindturbinene til installasjons-stedet. Tårnet, nacelle og rotor løftes på plass og blir boltet fast til fundamentet.

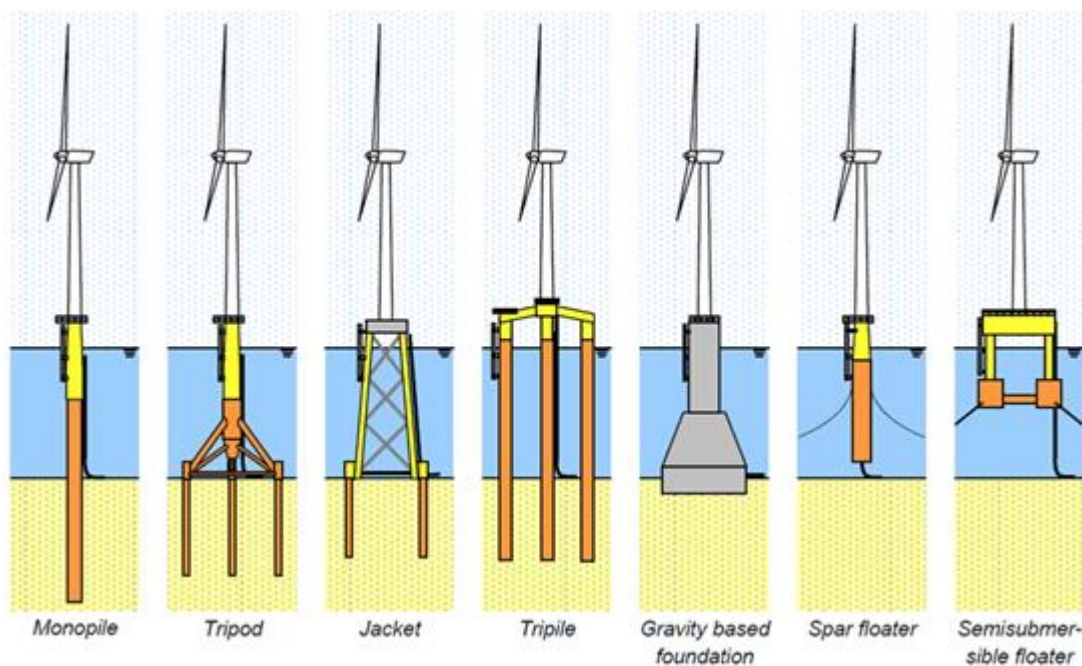


Figur 2-3: «Jacket»-fundamenter i transport fra havn. Kilde: [3].

2.2.1 Fundamenter for vindturbiner

Fundamentløsninger for offshore vind kan grovt deles inn i to kategorier, bunnfaste og flytende. I denne sammenhengen benyttes betegnelsen fundament for de delene som ligger under tårnet. Figur 2-4 viser prinsippskisser av typiske fundamenter for offshore vind. Bunnfaste fundamenter blir i dag benyttet på de fleste utbygginger, men dette er ventet å endre seg når områdene som er tilgjengelige for utbygging får økende vanddybde.

I denne fagutredningen legges det til grunn bunnfaste fundamenter for havdybder til og med 70 m og flytende fundamenter for dypere havnivåer. Ved bunnfast havvind benyttes fundamentløsningen «monopel» og eventuelt «generisk jacket» for dybder større enn 45 m. Ved flytende havvind benyttes teknologien «generisk sparbøye».



Figur 2-4: Fundamentløsninger for havvind. Kilde: [4].

2.2.2 Bunnfaste fundamenter

Monopeler

Monopeler er i dag det mest brukte konseptet for fundamentering i offshore vind. Monopelfundamentene består av store stålrør som bankes ned i sjøbunnen.

Fordeler:

- Produksjonen er i stor grad automatisert.
- Rask installasjon.
- Lar seg relativt enkelt tilpasse til varierende dybder og grunnforhold på feltet.

Ulemper:

- Variasjoner i stållpris har stor innvirkning på prosjektkostnadene.
- Støy under installasjon (ramming av pelene) kan legge begrensninger på installasjonssesong/antall installasjoner som kan utføres i parallell.

- Ved større turbiner/vanddyp øker materialmengden signifikant, i stor grad for å unngå frekvensområder som kan påvirke turbinen.
- Krever spesialiserte installasjonsfartøy.
- Ikke mulig å installere hvis havbunnen er veldig fast (grunt berg eller lignende) eller hvis det er store steiner i grunnen.

Jacket

Jacketer er en fagverkskonstruksjon hovedsakelig bestående av stålrør. Det er et fleksibelt konsept for fundamentering offshore. Fundamentene kan tilpasses et stort intervall i både dybder og grunnforhold. Fabrikasjonen er mer plasskrevende og krever mer manuell intervensjon enn monopeler.

Fordeler:

- Fleksibel tilpasning til variasjoner i vanddyp.
- Fundamenteringen i havbunnen er fleksibel og kan utformes med ulike forankring:
 - Peler
 - Sugetanker

Ulemper:

- Plasskrevende fabrikasjon.
- Begrenset fabrikasjonskapasitet i markedet.
- Krever løftefartøy for installasjon.

2.2.3 Flytende fundamenter

Flytende fundamenter er i dag under utvikling og har i dag en relativt høy tilleggs kostnad i forhold til bunnfaste konsepter. Som basis for denne studien er det benyttet et fundament av typen sparflyter. Andre alternativer er kort beskrevet.



Figur 2-5: Prinsskisser av konsepter for flytende vind. Kilde: [5].

Spar-bøye

Spar-bøye er en vertikal sylinder som holder seg stabilt flytende ved hjelp av stor masse plassert dypt (gir stor arm). Konseptet benytter dype konstruksjoner som krever stor tilgjengelig vanddybde under fabrikkasjon og installasjon. Konstruksjonstypen er godt kjent innen olje- og gassvirksomhet i Norge. Fundamenttypen gir mulighet for ferdigstilling i havn og i havområder nært land.

Semi-submersible floater

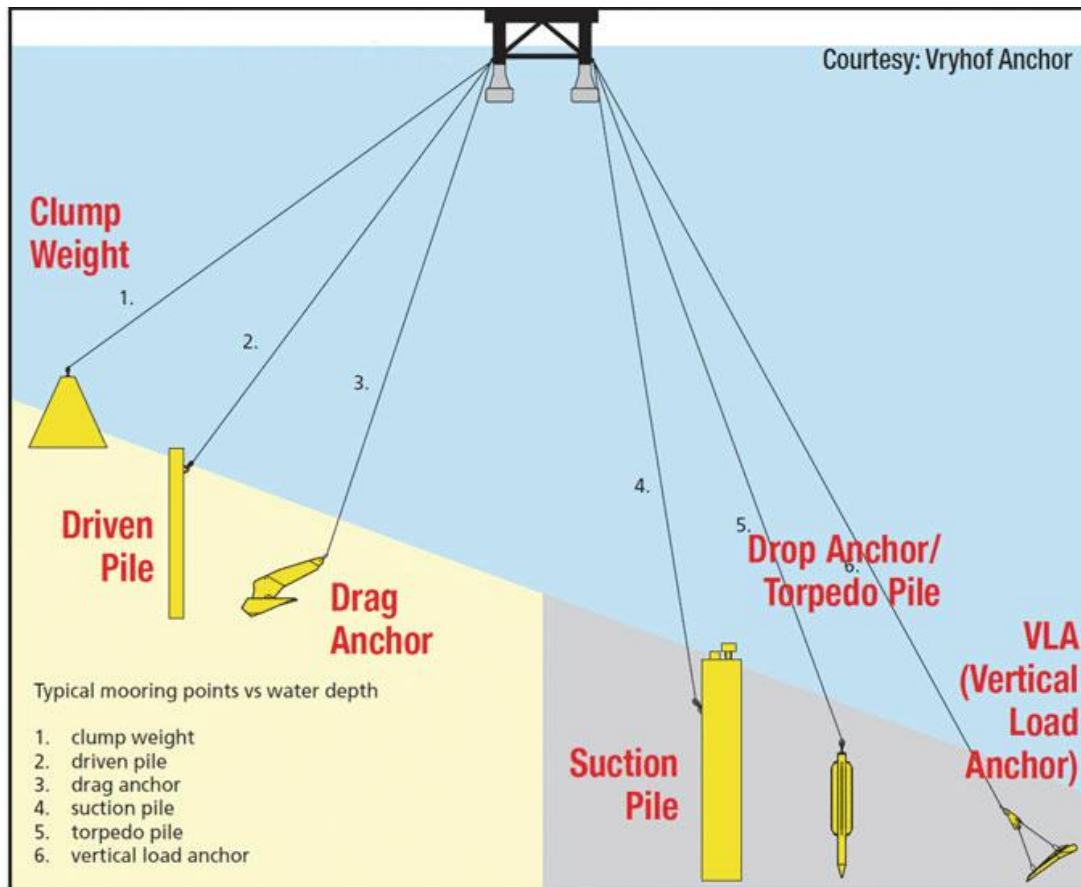
Halvt nedsenkbare fundament som har begrenset areal i skvalpesonen. Fundamentene har totalt et betydelig større areal enn spar-bøyene, og kan derfor flyte stabilt med mindre dypgang. Fundamenttypen gir mulighet for ferdigstilling i havn og i havområder nært land.

Strekstagplattform

Strekstagplattform har tidligere vært benyttet i olje- og gassprosjekter offshore. Fundamentene er flytende, men holdes på plass av strekkstag. Disse fundamenttypene okkuperer betydelig mindre arealer siden ankersystemet ligger rett under fundamentet. Denne typen er det konseptet som er minst utprøvd for offshore vind av de tre konseptene som er beskrevet. Denne fundamenttypen krever i de fleste tilfeller at tårn og turbin installeres etter fundamentet er ankret opp.

2.2.4 Ankersystemer

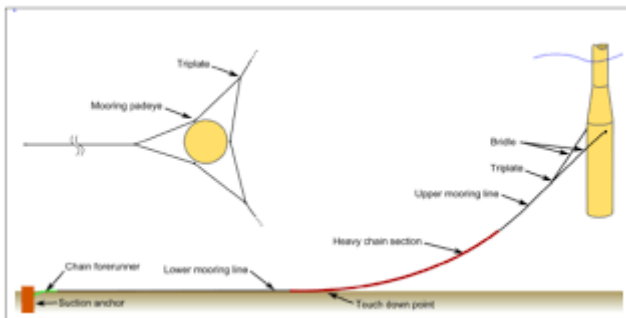
Som basis for studien er det benyttet flukeankere (engelsk: «drag anchors»). Disse er valgt siden de passer til en variasjon av bunnforhold, og er rimelige i innkjøp og installasjon. Et utvalg av ankerløsninger er presentert i skissen under.



Figur 2-6: Ankertyper som kan benyttes for havvind. Kilde: [6].

2.2.5 Ankerliner

Ankerliner for studien er valgt som kombinert kjetting/wire. Kjettingen benyttes for å få tilstrekkelig vekt for å oppnå riktig bue på linene, samt at de bidrar til demping i systemet. Avstanden fra fundament til anker er satt til tre ganger dybden på stedet. Ankerlinene må tilpasses for hver enkelt lokasjon, med hensyn til vanddybde, værbelastning på systemet og strømning i området.



Figur 2-7: Typisk konfigurasjon av ankerliner. Kilde: [7].

Tabell 2-1: Lengder på ankerliner.

Område	Gjennomsnittlig vanddyb	Gjennomsnittlig lengde per turbin
Vestavind B	361 m	3 x 1263 m
Vestavind F	266 m	3 x 931 m
Sørvest F	65 m	Bunnfast

3. Nettilknytningsteknologi

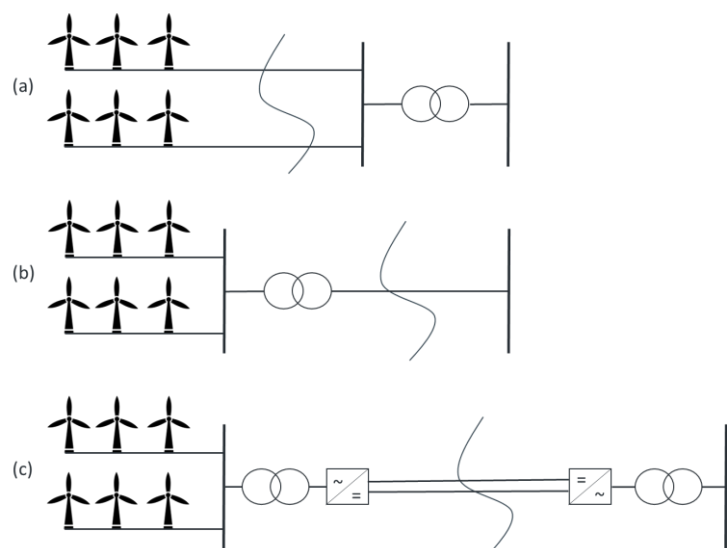
Denne fagutredningen gjøres på et overordnet nivå og valgt nettilknytningsteknologi per havvindområde gjøres basert på parameterne havdybde, avstand til land og installert kapasitet. De faglige vurderingene bygger på Statnetts rapporter «Tilknytning av nye havvindområder til land» (februar 2023) [8] og «Utvikling av nett til havs» (november 2023) [9]. I senere faser av hvert havvindprosjekt vil nettilknytningsløsningen velges basert på detaljerte analyser for hvert enkelt prosjekt. Kostnaden for nettilknytningsløsning vil øke med avstanden fra land og havdybde på grunn av sjøkabelens lengde og tilhørende tilpasning av overføringsteknologi.

3.1 Overføringsteknologi

For kraftoverføringer opptil 100 km fra land anvendes typisk vekselstrømteknologi (HVAC) til å overføre kraften fra havvinnanlegget til land. En ulempe med HVAC-overføring over lengre avstander er behov for reaktiv kompensering i begge ender av kabelen og eventuelt også underveis. Likestrømteknologi (HVDC) velges når transportavstanden er lang, typisk for avstander på over 200 km. Det anbefales å avgjøre valg av HVAC- eller HVDC-overføring i hvert enkelt tilfelle for avstander mellom 100 og 200 km fra land. Fordelene med å benytte HVDC-overføring er muligheten til å overføre store mengder kraft med mindre tap og uten uønsket reaktiv effekt, i tillegg til at det trengs færre HVDC-kabler for å overføre den samme kraften sammenlignet med bruk av HVAC. I denne fagutredningen er det valgt å benytte HVAC-overføring for avstander opp til og med 130 km fra land, og HVDC-overføring for avstander på over 130 km fra land.

Havvindområder kan tilknyttes med AC-forbindelse direkte til land med transformatorstasjon på land (Figur 3-1a), via en transformatorstasjon til havs med AC-forbindelse til land (Figur 3-1b) eller via en HVDC omformerstasjon til havs med HVDC-forbindelse til land (Figur 3-1c). Behovet for å ha en transformatorstasjon til havs ved AC-overføring avhenger blant annet av avstanden fra land i tillegg til kostnadsdrivende faktorer som havdybde og bunnforhold, overføringskapasitet, behov for reaktiv kompensering, tap og driftskostnader. Ved transformering på land kan det også være en utfordring med ilandføring av mange parallelle AC-kabler. For lengre avstander kan det oppstå utfordringer med ustabile spenninger og redusert overføringskapasitet på grunn av kapasitive ladestrømmer generert i kabelen. Anbefalingen er basert på forenklete simuleringer utført med kraftsystemsimuleringsverktøyet PSS[®]E versjon 35 [10], og termisk dimensjonering for høyspentkablene er utført med programvaren Cableizer [11]. Disse simuleringene bidrar til å identifisere omfanget av spenningsendringer langs kabeltraseen og virkningen på overføringskapasiteten for ulike kabellengder og dimensjoner.

Figur 3-1: Alternativer for radiell tilknytning av havvind:
(a) AC-forbindelse direkte til land,
(b) transformatorstasjon til havs med AC-forbindelse til land,
(c) HVDC omformerstasjon til havs med HVDC-forbindelse til land.



3.2 Reaktiv kompensering

3.2.1 Krav til produksjonsenheter og utvekslingspunkt med nettet

Vindturbinene kan produsere eller konsumere reaktiv effekt avhengig av omformerens og transformatorens kapasitet og innstillinger. I henhold til Statnetts «Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet» (NVF 2023), vil vindturbingenatorene (WTG: «Wind Turbine Generators») klassifiseres som type D-enheter, da de har en samlet produksjonskapasitet på over 30 MW [12]. NVF stiller generelle krav til reaktiv ytelse for generatorenheter av type D. Produksjonsenheten må oppfylle kravene til reaktiv effekt ved maksimal effekt. Tabell 3-1 viser klassifisering av produksjonsenheter og Tabell 3-2 viser generelle krav til reaktiv ytelse for synkrone produksjonsenheter av type C og D ved maksimal effektproduksjon.

Tabell 3-1: NVF-klassifisering av produksjonsenheter. Kilde: [12].

Type	Grenser
A	$0,8 \text{ kW} \leq P_{maks} < 1,5 \text{ MW}$
B	$1,5 \text{ MW} \leq P_{maks} < 10 \text{ MW}$
C	$10 \text{ MW} \leq P_{maks} < 30 \text{ MW}$
D	$P_{maks} \geq 30 \text{ MW}$ eller tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110 \text{ kV}$

Tabell 3-2: Generelle krav til reaktiv ytelse for synkrone produksjonsenheter av Type C og D, referert PCC, dersom annet ikke er besluttet av systemansvarlig. Kilde: [12].

	Krav til type C og D referert P_{maks}	Krav til type C og D uttrykt ved effektfaktor $\left(\frac{P_{maks}}{S_n}\right)$
Kapazitiv ytelse	$Q_{kap,maks} \geq 0,46 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{kap} \leq 0,91$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks} \geq 0,46 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{ind} \leq 0,91$

Generelt kan vindturbiner operere med en effektfaktor (pf) på $\pm 0,95$. Mengden reaktiv effekt som kan leveres er større ved lavere aktiv effektproduksjon. Eksempelvis vil en vindturbin med merkeeffekt 22 MVA kunne produsere 22 MW og $\pm 7,23$ MVar eller 0 MW og $\pm 23,15$ MVar. En vindpark med samlet aktiv effektproduksjon på 500 MW kan dermed levere ca. ± 160 MVar, eller 0 MW og ± 532 MVar.

Utvexling av reaktiv effekt med nettet er vanligvis uønsket, ettersom det påvirker spenningen i tilknytningspunktet. Vanligvis vil aktøren som ønsker tilknytning måtte kompensere for sitt eget reaktive forbruk eller produksjon ved å etablere reaktiv kompensering nær tilknytningspunktet. Dette må avklares med netteier i senere faser.

3.2.2 Reaktiv effekt som oppstår i overføringskabler

Kablene mellom vindturbinene (engelsk: «inter array cables»), her kalt internkabler, produserer reaktiv kraft avhengig av hvor mye strøm som flyter gjennom kablene. Vindturbinene vil kunne kompensere for dette ved å konsumere reaktiv effekt. Erfaringstall tilsier at det ved 66 kV kabling mellom vindturbinene i en 500 MW vindpark vil være behov for rundt 30-45 MVar reaktiv effekt fra vindturbinene for å kompensere for reaktiv effektproduksjon i kablene, mens det for 132 kV kabling mellom turbinene vil være behov for rundt 120-180 MVar. Ved 132 kV internkabling er det dermed begrenset gjenværende kapasitet med konsum av reaktiv effekt fra vindturbinene som kan kompensere for eksportkablene til land.

Kablene fra havvindområdene til nettilknytningspunktet på land, kalt eksportkablene, vil også generere reaktiv effekt. Det er utført overordnede simuleringer i programvaren PSS®E for å anslå behovet for reaktiv kompensering for et 500 MW havvindområde. Simuleringene indikerer at det ved 132 kV kabling og kabelavstander på under ca. 60 km er tilstrekkelig overføringskapasitet i kablene uten reaktiv kompensering. Ved lengre avstander kan det være behov for reaktiv kompensering. Simuleringer for 132 kV og kabelavstander på 100 km viser at en enkelt 3 x 2000 mm² XLPE Cu-kabel produserer opp til 159 MVAR reaktiv effekt kun ved å være spenningsatt. Det trengs tre slike kabler for å transportere kraften fra et 500 MW havvindområde. Dermed vil det produseres 477 MVAR totalt i de tre kabelkretsene. Produksjonen av reaktiv effekt øker med kabelverrsnittet, ettersom kapasitansen i kabelen også øker. Det reaktive effektbehovet ved 500 MW effektlyt i kablene er estimert til 180 MVAR. Tabell 3-3 viser foreløpige beregninger for reaktiv effektproduksjon/-konsumering fra vindturbingeneratorene og reaktiv effektproduksjon i intern- og eksportkabler ved 132 kV og 100 km avstand til tilknytningspunktet på land.

Tabell 3-3: *Reaktiv kraftproduksjon fra vindturbingeneratorene og reaktivt effektbehov i intern- og eksportkabler ved 132 kV og kabellengder på 100 km.*

Aktiv effekt fra vindturbin-generatorene	Reaktiv effekt fra vindturbin-generatorene	Reaktiv effekt som produseres av internkabler	Reaktiv effekt som produseres av eksportkabelen
0 MW	± 532 MVAR	Ikke estimert	477 MVAR
500 MW	± 160 MVAR	120-180 MVAR	180 MVAR

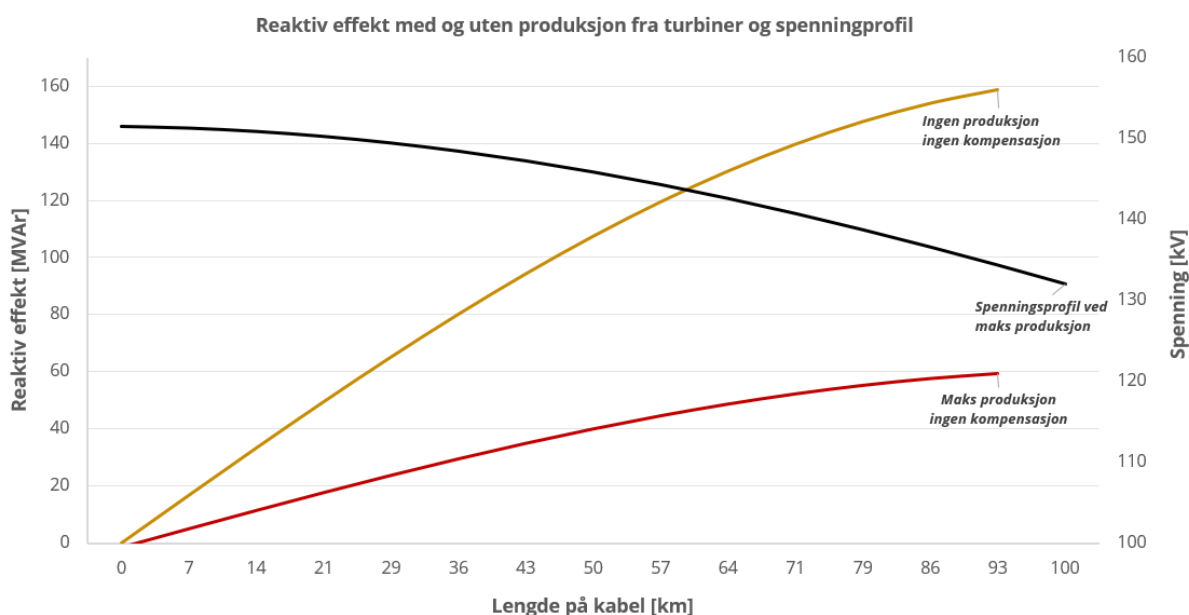
3.2.3 Simuleringer av reaktiv effektlyt og kompensering fra turbinene

Simuleringer er utført med PSS®E av kraftflyten fra havvindområdene med og uten maksimal aktiv effekt fra vindturbinene. Reaktive effektberegninger er utført for én enkelt 3 x 2000 mm² XLPE Cu-kabel med en lengde på 100 km, som dekker én tredjedel av 500 MW. Det antas at kabelen drifter på samme måte som andre fra hvert delområde, og eksterne faktorer som kan påvirke kabelens termiske og elektriske grenser er ikke vurdert nærmere (for eksempel varmeutvikling fra andre kabler i nærheten). Modellen som er benyttet, har antatt at den reaktive produksjonen fra internkablene allerede er kompensert for, og omfatter punktet fra havvindområdet til tilknytningspunktet på land.

Reaktiv effektlyt

Figur 3-2 viser reaktiv effekt produsert av kabelen uten produksjon og ved produksjon av maksimal effekt, samt spenningsprofilen ved maksimal effekt. Det reaktive effektbehovet for kabelen varierer betydelig mellom disse to scenariene. Uten noen produksjon produserer kabelen maksimalt 159 MVAR, som reduseres til 60 MVAR ved maksimal effekt. Den reaktive kompenseringen bør dimensjoneres for å håndtere den maksimale reaktive effekten som genereres av eksportkabelen for å opprettholde kabelens driftsgrenser.

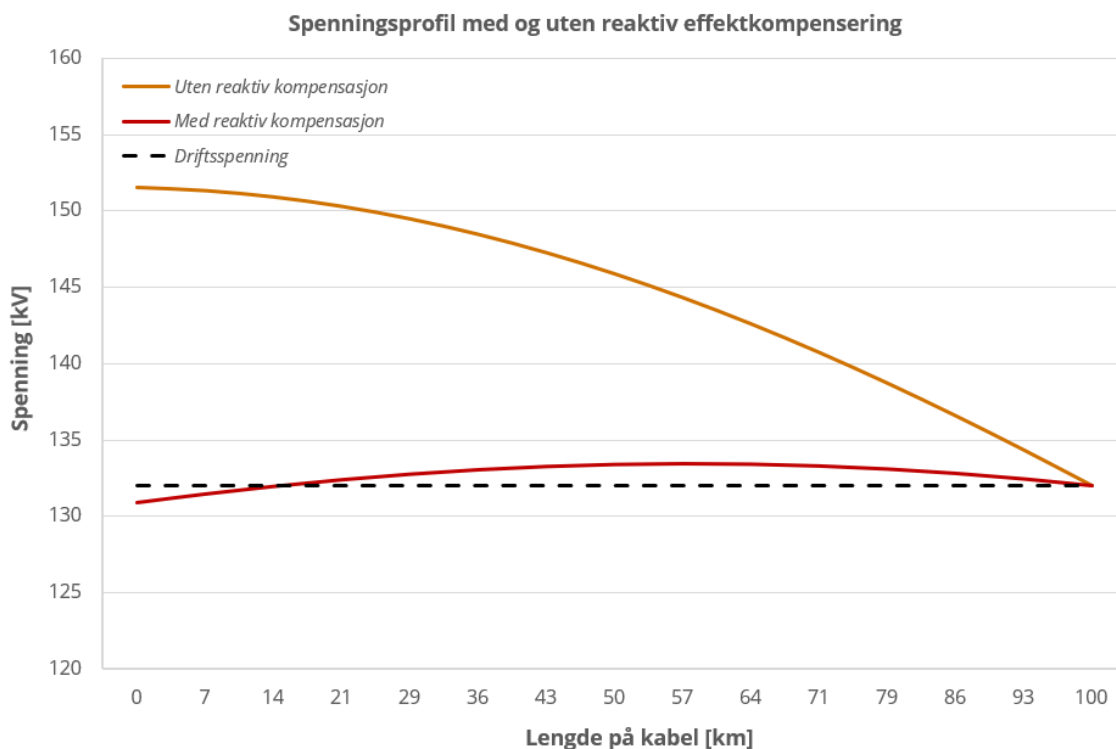
Under forhold ved maksimal produksjon har vindturbinene reaktive effektegenskaper på ± 160 MVAR. Omtrent 120-180 MVAR vil være nødvendig for 132 kV internkablene, noe som begrenser muligheten til å kompensere for eksportkabelen ved topplastforhold. Dersom deler kan kompenseres fra havvindsiden, vil det kompensere for den reaktive effekten som genereres i eksportkabelen, og dermed redusere maksstrømmen gjennom kabelen. For å ta hensyn til disse kompenseringsmulighetene, antas det at vindturbinene kan levere halvparten av den reaktive kraften som eksportkabelen trenger ved topplast (-30 MVAR), samtidig som vindturbinenes maksimale merkeeffekt benyttes fullt ut.



Figur 3-2: Reaktiv effekt fra eksportkabel under nullproduksjon (oransje) og maksimal produksjon (rød); spenningsprofil ved maksimal produksjon (sort).

Spenning

Figur 3-3 viser spenningsprofilen for eksportkabelen fra havvindområdet på venstre side, mot tilknytningspunktet på høyre side. Uten reaktiv kompensering er det et betydelig spenningsfall langs kabellengden. Det er også høy spenning i starten av kabelen, som er høyere enn merkespenningen på 145 kV som kabelisolasjonen kan håndtere. Med reaktiv kompensering reduseres spenningsfallet, og spenningsprofilen langs kabelen stabiliseres og forblir nærmere kabelens driftsspenning.

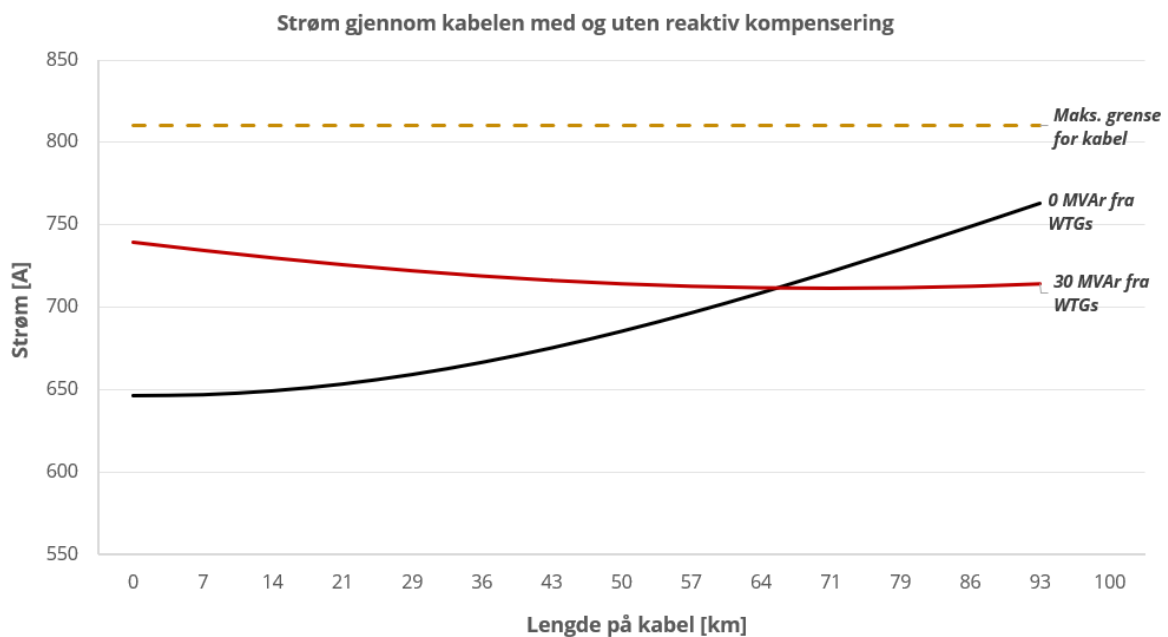


Figur 3-3: Spenningsprofil med og uten reaktiv effektkompensering for eksportkabelen fra havvindområdet på venstre side, mot tilknytningspunktet på høyre side.

Kabelisolasjonen og konstruksjonen er konstruert for å tåle en maksimal spenning på 145 kV. Denne grensen representerer den høyeste spenningen kabelen kan håndtere uten risiko for sammenbrudd, basert på dens isolasjonsevne. Ved drift over 145 kV reduseres isolasjonen under maksimal belastning, noe som kan føre til raskere nedbrytning av isolasjonsmaterialet. Spenninger høyere enn 145 kV innebærer dermed at det elektriske utstyret til havs må dimensjoneres og klassifiseres for spenninger høyere enn 145 kV. Dette vil medføre høyere kostnader for vindturbinene og kablene. Alternativt kan stasjonen på land planlegges for å tåle lavere spenninger enn 132 kV slik at spenningen i havvindområdet blir lavere, men det vil også medføre høyere strømmer i eksportkabelen som må hensyntas.

Strøm

Figur 3-4 viser overføringskapasiteten til kabelen (810 A, maks. grense for kabel), i tillegg til simulert strøm med og uten reaktiv effektkompensering fra vindturbingeneratorene. Med kompensering reduseres maksstrømmen i kabelen, slik at den kan overføre mer kraft over lengre avstander uten å overskride de termiske grensene. Reaktiv kompensering fra havvindssiden vil dermed øke overføringskapasiteten til kabelen.



Figur 3-4: Overføringskapasitet på eksportkabel med (rød) og uten (sort) reaktiv kompensering. Maksimal overføringskapasitet til kabelen er vist i oransje. Havvindområdet på venstre side, og tilknytningspunktet på høyre side.

Andre former for reaktiv kompensering

Det er kun blitt vurdert reaktiv kompensering fra vindkraftgeneratorene i denne studien, men også andre komponenter kan bistå. Disse må da kjøpes inn og installeres i tillegg, og medfører derfor en høyere kostnad enn å kun benytte egenskapene som allerede er inkludert i vindturbinene. For reaktiv effektstøtte til eksportkablene kan STATCOM være et godt alternativ. STATCOM kan installeres på land i transformatorstasjonen for dynamisk injeksjon eller absorbering av reaktiv kraft fra kabelen. Alternative reaktive effektkompenseringsløsninger som shuntreaktorer kan også utforskes og sammenlignes med STATCOM, som supplement i de tilfeller et større og mer statisk reaktivt behov må kompenseres.

3.3 Transformator- og omformerstasjon

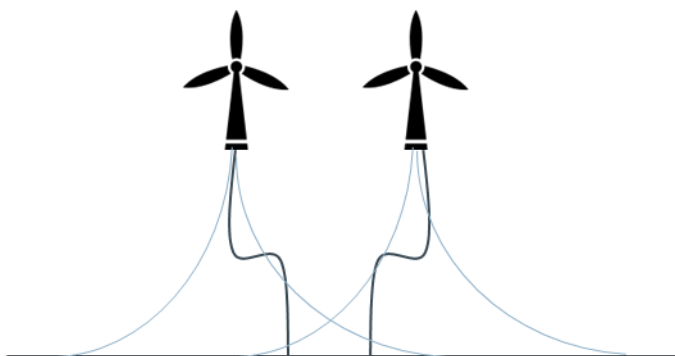
Transformator- eller omformerstasjoner til havs kan være bunnfast, flytende eller undersjøiske (engelsk: «subsea»), og det vil variere for hvilke dybder det er optimalt å bruke hver løsning. Det kan eksempelvis være aktuelt at et havvindområde har flytende havvindturbiner, mens transformator-/omformerstasjon er bunnfast eller undersjøisk. I dag er undersjøiske transformatorstasjoner kun utviklet i mindre skala i tilknytning til olje- og gassinstallasjoner. Ved undersjøiske transformatorstasjoner er det behov for våte kabeltermineringer (tilkobling av kabel på transformatorens primær- og sekundærside under vann) som er utfordrende. Det anbefales å innhente erfaring fra pilotprosjekter før undersjøiske transformatorstasjoner anbefales i havvindprosjekter.

Flytende HVDC-installasjoner er ikke kvalifisert teknologi per i dag. Det er spesielt komponentenes robusthet mot dynamiske påkjenninger, som dynamiske HVDC-kabler, som er utfordrende, og det er behov for teknologiutvikling. Flytende HVDC-systemer har samlet sett lav teknologimodenhet selv om komponentene hver for seg har høyere teknologimodenhet, og kombinasjonen av flytende løsninger for HVDC anses derfor å være et kostbart alternativ for havvind.

I denne fagutredningen er det valgt å benytte bunnfaste transformator-/omformerstasjoner for bunnfaste havvinnanlegg ved dybder grunnere enn 70 m og flytende transformator-/omformerstasjoner for flytende havvinnanlegg ved dypere havnivåer. Undersjøiske transformator-/omformerstasjoner er ikke inkludert, grunnet stor usikkerhet i teknologimodenhet.

3.4 Internkabling

Det interne kabelnettet mellom vindturbinene kan bestå av statiske eller dynamiske kabler (kabler som er dimensjonert for bevegelse i havet). I vindkraftverk der turbinfundamentene står fastmontert på havbunnen er det vanlig å bruke statiske kabler. For havvinnanlegg med flytende turbiner kan det interne kabelnettet bestå av dynamiske og statiske kabler der det anbefales en pålitelighetsstudie eller optimalisering for å bestemme egnet teknologi. Figur 3-5 illustrerer internt kabelnett og forankring mellom havvindturbinene.



Figur 3-5: Internt kabelnett med dynamiske/statiske kabler mellom vindturbinene. Forankring illustrert i blått og internkabling illustrert i sort.

I denne fagutredningen legges det til grunn at det interne kabelnettet består av dynamiske kabler for å oppnå høyest pålitelighet for installasjonen ved å unngå overgang mellom forskjellige kabeltyper. Fagutredningen utføres for havvindturbiner med merkeeffekt 22 MW og det forventes at større vindturbiner bygges med spenningsnivå 132 kV som kan gi betydelige kostnadsbesparelser sammenlignet med dagens spenningsnivå på 66 kV. Det forventes også at kablene mellom havvindturbinene bygges med samme spenningsnivå og at dynamiske kabler med spenningsnivå 132 kV er moden teknologi innen slutten av 2020-årene.

3.5 Eksportkabling

Kraften føres fra havvindanlegget til land med sjøkabler, her kalt eksportkabler. Ved bunnfaste havvindanlegg kan statiske eksportkabler benyttes med spenningsnivå opp til 420 kV. For flytende havvindanlegg benyttes dynamiske og statiske eksportkabler. Dynamiske eksportkabler for spenningsnivåer over 132 kV har lavere teknologimodenhet enn dynamiske 132 kV kabler, men det forventes at utviklingen vil akselerere grunnet høy etterspørsel og forventede kostnadsbesparelser. Valg av spenningsnivå på eksportkablene avhenger blant annet av behovet for overføringskapasitet, og må balansere dette mot spenningsfall som følge av reaktiv effekt.

Ved offshore HVDC-omformerstasjoner er det mest vanlig med eksportkabler med spenningsnivå 320 kV eller 525 kV. Flere systemansvarlige (TSOer) rundt Nordsjøen jobber for en felles standard med HVDC-tilknytninger med spenningsnivå 525 kV og det forventes at 525 kV vil være en forutsetning for utbygging av maskede nett til havs i Nordsjøen. I tillegg til å avhenge av om man skal knytte seg til en hybridforbindelse eller masket nett, avhenger valg av spenningsnivå og konfigurasjon for HVDC tilknytningen blant annet av avstand fra land, overføringskapasitet og kostnader. For denne fagutredningen legges det til grunn at statiske 320 kV eksportkabler benyttes for havvindområder (<1500 MW) som antas å ha radiell tilknytning. For havvindområder som er egnet for hybride tilknytninger, med eventuell integrasjon i et masket nett, antas det at 525 kV benyttes for eksportkablene. Dynamiske HVDC-kabler og flytende HVDC-omformerstasjoner har lav teknologimodenhet og er ikke vurdert som aktuelle for denne fagutredningen.

3.6 Tilkobling til land

NVE har i samråd med Statnett forslått nettilknytningspunkter for havvindområdene som angitt i

Tabell 3-4 og disse legges til grunn i denne utredningen. For Sørlege Nordsjø II fase 1 har Regjeringen besluttet radiell tilkobling og Statnett har anbefalt tilkobling til Kvinesdal stasjon. For resterende del av Sørvest F foreslås tilknytning til Kristiansand. For Vestavind B foreslås tilknytning av den sørlige delen av utredningsområdet til Øygarden transformatorstasjon og den nordlige delen til Grov transformatorstasjon. Vestavind F foreslås tilknyttet Karmøy transformatorstasjon. Utsira Nord anbefales tilknyttet Karmøy transformatorstasjon med en samordnet løsning mellom havvindaktørene, og Statnett er i gang med å planlegge en stasjon for samordnet transformering. Et alternativ er en transformatorstasjon på vestsiden av Karmøy med forbindelse videre til Statnetts konsesjonsgitte stasjon Karmøy transformatorstasjon. Det andre alternativet er en ny transformatorstasjon på Utsira øy med samlet sjøkabel herfra til et landtak på vestsiden av Karmøy med videre forbindelse til konsesjonsgitte Karmøy stasjon. Det er fortsatt knyttet usikkerhet til hva endelig løsning blir, og denne utredningen utreder begge løsningene [13].

Merk at bildet av kraftsystemet og kraftnettet på land kan endre seg innen utbygging av havvindområdene og dermed kan anbefalt tilknytningspunkt på land også endres. Denne fagutredningen vurderer ikke landfall og byggbarheten til landanlegget, men angir estimert lengde på eksportkabler fra havvindområder til antatt nettilknytningspunkt på land.

Tabell 3-4: Foreslåtte nettilknytningspunkt fra Statnett for Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F.

Sørvest F	Vestavind B	Vestavind F
Kvinesdal transformatorstasjon (Sørlige Nordsjø II fase 1) Kristiansand transformatorstasjon	Øygarden transformatorstasjon (sørlig del) Grov transformatorstasjon (nordlig del)	Karmøy transformatorstasjon

4. Tekno-økonomisk rangering av arealer

Basert på tekno-økonomiske parametere som vindressurs, vanndybde, bunnforhold og avstand til land/nettilknytning er det laget en rangering av hvilke deler innenfor utredningsområdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F som er best egnet for utbygging. De ulike parameterne er vektet ut ifra deres sensitivitet på de forventet energikostnadene. Merk at energikostnaden estimeres med en forenklet kostnadsmodell beregnet for rangering av de ulike havvindområdene og ikke for estimering av eksakt investeringskostnad.

Videre danner rangeringen et grunnlag for inndeling av nye delområder og for anbefalt rekkefølge for utlysning av delområdene. Innenfor de foreslåtte delområdene plasseres eksempelprosjekter med en bestemt størrelse i installert kapasitet og anvendt turbinteknologi med tilhørende elektrisk infrastruktur.

4.1 Metode for rangering av arealer

Utredningsområdene er delt opp i rutenett på 1x1 km og hver rute får en verdi basert på forventet energikostnad. Denne forventede energikostnaden baseres på et energikart og en prosjektkostnadsmodell som tar hensyn til påvirkningen av de respektive tekniske parameterne ved hvert rutenettspunkt. Disse beskrives mer detaljert i de påfølgende delkapitlene.

4.2 Grunnlagsdata

Grunnlagsdata som er benyttet i analysene i denne rapporten er hentet fra følgende datasett:

4.2.1 Vind og bølger

Analyser av vindhastighet, vindretning og signifikant bølgehøyde er basert på det høyoppløste reanalysedatasettet NORA3, som er utviklet av Meteorologisk Institutt. Dette datasettet benytter start- og grensebetingelser fra reanalysedataene ERA5 (31x31 km oppløsning) fra ECMWF, men er ytterligere justert mot meteorologiske data fra SYNOP- og METAR-stasjoner, samt skip og bøyer fra MARS-databasen. NORA3-datasettet er beregnet med værvarslingsmodellen HARMONIE-AROME og har en tidsoppløsning på 1 time og en romlig oppløsning på 3x3 km. Modellen dekker perioden fra og med 01.01.1999, men for beregning av vindressurskartene i denne analysen er 20-årsperioden fra 01.01.2003 til 01.01.2023 benyttet. Data er tilgjengelig i høydene 10, 20, 50, 100, 250 og 500 m. Vinddata fra dette datasettet ble benyttet for beregning av forventet energiproduksjon, mens bølgedataene ble brukt for beregning av forventede tilgjengelighetstap knyttet til adkomst ved uforutsette feil på turbinene.

4.2.2 Vanndybde

Informasjon om havdybder ble hentet fra EMODnet Digital Bathymetry 2020 som er et flerlags batymetrisk produkt for Europas havområder. Den digitale terrengmodellen (DTM) er basert på mer enn 16360 batymetriske undersøkelsesdatasett og sammensatte DTM-er, og har en rutenettoppløsning på 115 meter. Dette datasettet ble benyttet i energikostnadsanalysen.

4.2.3 Marine bunnsediment

Tilgjengelige data over marine bunnsedimenter (kornstørrelse) fra Norges geologiske undersøkelse (NGU) (supplert med bunnsedimenter (dannelse) i områder hvor informasjon om bunnsedimenter (kornstørrelse) ikke er tilgjengelig). Merk at datatypen bunnsedimenter (kornstørrelse) er tilgjengelig for samtlige av de tre 2025-områdene. Dette datasettet ble benyttet i energikostnadsanalysen.

4.2.4 **Infrastruktur**

Data knyttet til infrastruktur er hentet fra to datasett, hvor det første datasettet er hentet fra Sokkeldirektoratets faktasider [14] og består av punktdata som representerer undersjøiske installasjoner (for eksempel brønner og plattforminstallasjoner). Det andre datasettet er basert på kartdatalaget «Sjøkart-Maritim Infrastruktur» [15] og av linjedata (polylinjer) som representerer sjøkabler/rør. Dette datasettet ble benyttet ved vurdering av mulige turbinplasseringer.

4.2.5 **Nettilknytningspunkter**

Nettilknytningspunkter fra NVE/Statnett, som beskrevet i kapittel 3.6. Dette datasettet ble benyttet både til planlegging av den elektriske infrastrukturen og som inngangsdata i energikostnadsanalysen.

4.2.6 **Landtilknytningspunkter**

Landtilknytningspunktene ble valgt basert på en kartundersøkelse, hvor den nærmeste lokasjonen med havn ble definert for hvert av utredningsområdene. De utvalgte lokasjonene ble benyttet for kartlegging av avstand til land som ble benyttet i energikostnadsanalysen og for beregning av tilgjengelighetstap knyttet adkomst ved uforutsette feil på turbinene.

4.2.7 **Kostnadsdata**

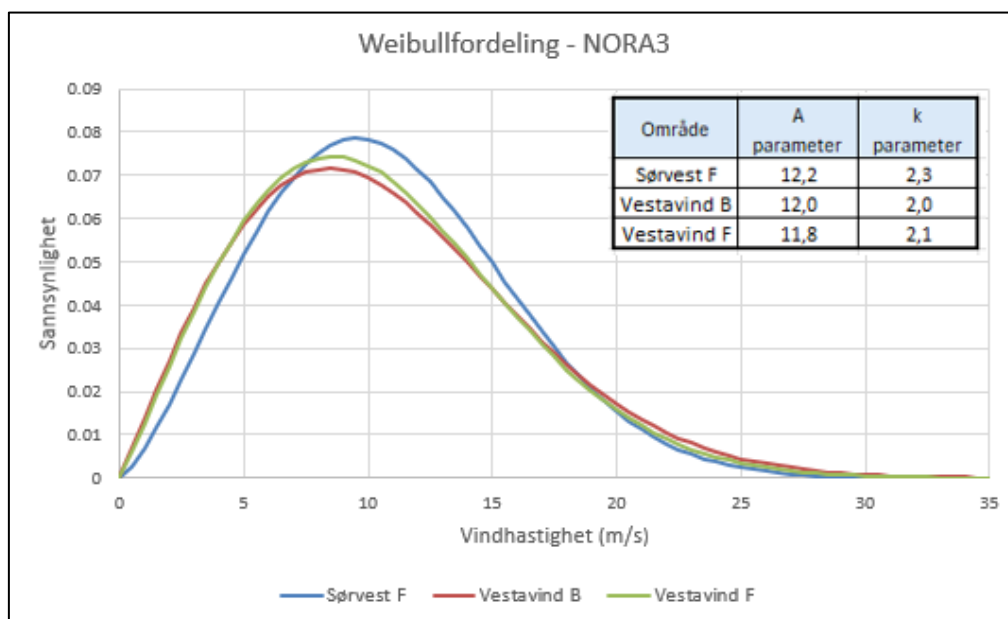
Kostnader er basert på arbeidet til «UK Offshore Renewable Energy Catapult», som er Storbritannias ledende senter for teknologisk innovasjon og forskning innen offshore fornybar energi. De har samlet et datasett for kostnader relatert til både bunnfast og flytende havvind (med beregningsår i hhv. 2019 og 2023). Dette datasettet ble benyttet i energikostnadsanalysen.

4.3 **Energikart for produksjonspotensiale**

Et vindhastighetskart med oppløsning på 250 m for 100 m høyde ble benyttet for å kartlegge hastighetsgradienten i hvert område. Vindhastighetskartet viser geografisk fordeling av gjennomsnittlig vindhastighet i området, men for beregning av energipotensialet må man også ha kjennskap til variasjonene i vindhastighet. Vindens hastighetsfordeling kan tilpasses en Weibullfordeling, som er en statistisk fordeling som beskrives av to ulike parametere, k og A . k -parameteren kalles formparameteren og avgjør hvor spiss denne fordelingen er. Lav verdi gir en fordeling som er strukket ut over et bredt spekter av vindhastigheter, mens en høy verdi gir en fordeling som er mer sentrert rundt middels vindhastigheter. A -parameteren kalles skalaparameteren og angir hvor på hastighetsskalaen balansepunktet til fordelingen ligger.

For beregning av vindressursene i aktuell navhøyde på 165 m er dataene i valgt posisjon interpolert vertikalt basert på vinddata fra nærliggende modellhøyder (50, 100 og 250 m). Interpolasjonen er utført basert på en vindskjærmatrise beregnet med inndeling i 12 vindretningssektorer, 12 månedsintervaller og 12 timesintervaller (à 2 timer). Weibullfordeling av vindhastighetene i navhøyde fra de representative posisjonene innenfor hvert respektive utredningsområde er presentert i Figur 4-1.

En faktor utledet i den representative posisjonen i hvert område for skalering av 100 m vindhastigheter til 165 m høyde ble brukt for å ekstrapolere Weibullparameterne til samtlige rutenettpunkt i vindressurskartet. Forventet energipotensiale i hvert rutenettpunkt er videre beregnet ved bruk av effektkurven beskrevet i kapittel 5.1. Energikart for hvert område er presentert i kapittel 6, 7 og 8.



Figur 4-1: Weibullfordeling av NORA3 vindhastighetsdata for de tre utredningsområdene.

Som det fremgår av figuren, varierer A-parameteren mellom 11,8 og 12,2, mens k-parameteren ligger mellom 2,0 og 2,3. Det er imidlertid viktig å påpeke at selv om områder har lik gjennomsnittlig vindhastighet vil en forskjell i k-parameteren kunne medføre store forskjeller i energipotensialet. Lav k-faktor innebærer flere lave og flere høye vindhastigheter, som gir mindre energiutbytte enn vindhastigheter i midtsjiktet hvor turbinen i større grad produserer på maks effekt.

4.4 Estimering av kostnader

4.4.1 Kostnadsdata og modell

Estimert energikostnad baseres på kostnadstall og -fordeling utarbeidet av «UK Offshore Renewable Energy Catapult» som er et initiativ for både bunnfast og flytende havvind [16] [17]. Dette initiativet gir en mer detaljert prisoppdeling av komponentene for referanseprosjektene, som beskrevet i Tabell 4-1.

Tabell 4-1 Antagelser for prosjektkostnader for flytende og bunnfast referanseprosjekt. Kilde: [16] [17].

Referanseprosjekter «UK Offshore Renewable Energy Catapult»		
Parameter	Flytende anlegg	Bunnfaste anlegg
Beregningsår	2023	2019
Dato for finansiell avgjørelse (FID)	2025	2019
Idriftsettelse	2028	2022
Installert effekt [MW]	450	1000
Turbineffekt [MW]	15	10
Vanndybde i planområde [m]	100	30
Avstand til land, tilkoblingspunkt og havn [km]	60	60
Fundamenttype, ankringstype	Delvis nedsenkbar, tre-punkts ankerliner med flukeanker	Ikke spesifisert
Fundamenttype omformerstasjon	Bunnfast «Fixed Jacket»	Ikke spesifisert

Merk at kostnadsnivåene for hvert referanseprosjekt representerer kostnadsnivåene i beregningsåret som angitt i tabellen ovenfor og er ikke justert for å ta hensyn til bransjeutvikling, råvarepriser eller

geopolitiske hendelser. De brede trendene og antakelsene anses som relevante for denne rapporten, men det bør utvises forsiktighet hvis kostnadene benyttes direkte til andre formål.

Følgende generelle antagelser ble brukt for prosjektkostnadsmodellene:

- Baseline-prosjektstørrelse som ble brukt for vurderingen og kostnadsberegningene, er 1500 MW, ved bruk av samme turbintype, turbinavstand og elektrisk infrastruktur.
- Prosjektkostnadene vil hovedsakelig differensieres etter både CAPEX og OPEX, med OPEX-påvirkningen av relevante tekniske parametere hovedsakelig adressert i årlige energiproduksjonstap (for eksempel høyere tilgjengelighetstap på grunn av lengre avstander eller høye bølger som begrenser tilgangen for vedlikehold).
- Prosjektlevetid er antatt 30 år. OPEX- og avviklingskostnader er diskontert med diskonteringsrente på 6 %.

Kostnadene for hver prosjekttype (bunnfast og flytende) ble gruppert i følgende tre kategorier:

- Kostnader som vil være de samme for hvert prosjekt (antatt at transportkostnader for komponenter er de samme for alle områder i Norge)
- Kostnader som varierer basert på vanndybde
- Kostnader som varierer basert på avstand til land/tilkobling til strømmettet.

En generell gjennomgang av hvordan kostnadene vil kategoriseres og skaleres er presentert i Tabell 4-2.

Tabell 4-2: Utvalgte kostnadskomponenter for kartlegging av utredningsområdene.

Kategori og skalering	Kostnadskomponent
Investeringskostnad (K_{INV}) i MNOK/MW (antatt lik for alle prosjekttyper).	Prosjektutvikling og -styring
	Turbin
	Transformatorstasjon
Tilleggskostnad for transformatorstasjon ved HVAC-løsning for rutenettpunkter med avstand til landfall på mer enn 130 km (økte kostnader for reaktiv kompensering).	Internkabling
	Eksportkabling på land
	Forsikring og avsetninger for uforutsette kostnader
Redusert kostnad for transformatorstasjon for rutenettpunkter nærmere enn 60 km til landfall (landbasert stasjon).	Driftskostnader (OPEX)
	Avviklingskostnader
Dybdevarierende kostnad (K_D), angitt i NOK/MW/m.	Fundamenteringsutstyr
	Fundamentering, installasjon
Stegvis endring fra bunnfast til flytende. Tilleggskostnader for «mellomdybder» (50-70 m for bunnfast og 70-100 m for flytende) og utfordrende bunnforhold. Se kapitler 4.4.2 og 4.4.4 for mer detaljer.	Eksportkabling til havs
	HVAC/HVDC-grense
Distansevarierende kostnad (K_d), angitt i NOK/MW/km. Skaleres med avstand fra land med stegvis endring fra HVAC til HVDC.	

Den totale kostnaden for baseline-prosjektet for hvert punkt ble deretter beregnet ved hjelp av følgende ligning:

$$K_P = C_{TOT} * (K_{INV} + D * K_D + d_n * K_d)$$

hvor

K_P = Prosjektkostnad

C_{TOT} = Total installert kapasitet i MW

K_{INV} = Investeringskostnader i MNOK/MW (som er antatt lik for alle prosjekttyper)

K_D = Dybdevarierende kostnad i MNOK/MW/m

K_d = Distansevarierende kostnad i MNOK/MW/km

D = Havdybde i m

d_n = distanse til nett i km

Modellen viser at et «standard» flytende prosjekt vil ha en kostnadsfaktor som er 50 % høyere enn for et «standard» bunnfast, i tråd med gjeldende bransjeforventinger. En mer detaljert beskrivelse av kostnadsmodellen er gitt i Vedlegg B.

Hvordan de tekniske parameterne ved hvert rutenettspunkt vil bli adressert i kostnadsmodellene beskrives i de neste underkapitlene.

4.4.2 Prosjekttypesklassifisering

Den primære prosjekttypesklassifiseringen for kostnadsmodellen er basert på havdybden. Som beskrevet i kapittel 2, antas prosjekter med havdybder ned mot 70 m egnet for bunnfaste vindturbiner. Kostnadsmodellen for bunnfaste prosjekter er basert på 30 m havdybde. Disse kostnadene er antatt representative for havdybder ned til 50 m, mens det vil være betydelig økte fundamentkostnader for områder med større havdybde. Tilsvarende forventes økte kostnader knyttet til fundament og anker for flytende prosjekter i områder med havdybde under 100 m grunnet kompleksiteten i forholdet mellom en høyere relativ bølgehøyde og vanddybde.

Basert på havdybden i hvert rutenettspunkt i rutenettet med 1x1 km oppløsning, vil prosjekttypen klassifiseres til en av følgende kategorier:

- «Bunnfast» for punkter med vanddybder på 50 meter eller mindre
- «Bunnfast-utfordrende» for punkter med vanddybder mellom 50 og 70 meter
- «Flytende-utfordrende» for punkter med vanddybder mellom 70 og 100 meter
- «Flytende» for punkter med vanddybder på 100 meter eller mer.

Ekstra CAPEX-kostnader for fundament eller anker vil legges til punktene som er klassifisert som «utfordrende».

4.4.3 Avstand til land for nettilknytning

Avstanden fra hvert rutenettspunkt til land og foreslått nettilknytningspunkt vil bli beregnet for hvert punkt i havvindområdet. Denne verdien vil bli lagt inn i kostnadsmodellen. Kostnadsmodellen inkluderer HVAC-eksportkabler for bunnfaste og flytende havvindprosjekter lokalisert nærmere enn 130 km fra nettilkoblingspunktet og for flytende havvindprosjekter med lengre avstand. Ved avstander på mer enn 130 km er det inkludert økte stasjonskostnader for å antyde økte kostnader for reaktiv kompensering. HVDC-eksportkabler er benyttet for bunnfaste havvindprosjekter med lengre avstand fra land enn 130 km (som beskrevet i kapittel 3). Det antas at CAPEX-kostnaden per km for HVDC-eksportkabler vil være lavere enn HVAC for avstander lengre enn 130 km. Avstander som overstiger 130 km vil få en redusert kostnad/distanse.

I kostnadsmodellen antas det at samtlige prosjekter vil ha en transformator-/omformerstasjon til havs, på en av øyene eller på land. Unntaket er prosjekter lokalisert nærmere nettilknytningspunktet enn 60 km hvor det legges opp til en direkte kobling til land uten transformator-/omformerstasjon. Det vil være en transformatorstasjon for opptransformering til spenningsnivået i nettet der tilknytningen er. Prosjektene lokalisert nærmere enn 60 km vil ha reduserte CAPEX-kostnader (se Vedlegg B).

4.4.4 Havbunn og sedimentklassifisering

Det finnes flere ulike fundamenttyper for bunnfaste vindturbiner som egner seg for varierende bunnforhold og vanddybder. Stor variasjon i dybde- og grunnforhold kan gi store kostnadsforskjeller mellom de ulike fundamenttypene. Det er antatt at utbygger velger billigste fundamenttype for et gitt felt. Kostnadsmodellen som er benyttet for bunnfaste prosjekter er derfor ikke basert på en spesifikk teknologi. Kostnadene er avhengig av havbunnens hardhet, i tillegg til sedimentets sammensetning og volum. Dette er imidlertid vanskelig å estimere uten en detaljert analyse av det spesifikke området. For flytende havvindprosjekter kan offentlig tilgjengelige havbunnsdata brukes for å differensiere mellom hard og myk havbunn for vurdering av egnet ankertype. Datasettet inneholder imidlertid ikke tilstrekkelig informasjon om sedimentets sammensetning og volum for rangering av områder med hensyn på bunnfaste prosjekter. Denne vurderingen ble derfor ikke inkludert for områder hvor havdybdene var under 70 m.

For flytende havvind er det i kostnadsmodellen antatt flukeankere. Dette er den mest kostnadseffektive løsningen, men den setter krav til et mykt havbunnsediment. Hard havbunn eller sedimenter med steiner og blokker vil kreve mer kostbare ankersystemer. Hver type bunnsediment i datasettet er klassifisert som enten hardt eller mykt. Detaljer om hver sedimenttype er inkludert i Vedlegg B. Harde bunnsedimenter vil medføre økte ankerkostnader i beregning av CAPEX for flytende prosjekter.

4.4.5 Metocean forhold

Meteorologiske forhold (høy vind/ising) og bølgeførhold (signifikant bølgehøyde) er evaluert på utredningsområdenivå. Områder med utfordrende forhold kan begrense skipstrafikk og vil resultere i høyere tilgjengelighetstap (og lavere energiproduksjon) på grunn av redusert tilgang for vedlikehold. Se kapittel 5.5.2 for en detaljert beskrivelse av tilgjengelighetstap.

4.5 Energikostnad

Energikostnadsmodellen er bygd opp slik at den angir kostnad per produserte energienhet over levetiden til kraftverket og tar hensyn til utbyggingskostnader (CAPEX), drift- og vedlikeholdskostnader (OPEX), og avviklingskostnader, samt kraftproduksjonen gjennom vindkraftverkets levetid (antatt 30 år).

Energikostnaden ble kalkulert ved å dele prosjektets total kostnad i hvert rutenettpunkt på den totale energiproduksjon på samme punkt. Ettersom en havvindpark normalt sett dekker store areal, var det nødvendig å forenkle på denne måten for å representere energikostnaden for hvert 1 km² område i rutenettet (kalt rutenettpunkt). Kostnads- og energiproduksjonskomponentene i modellen ble beregnet med følgende metode:

- Prosjektets total kostnad ble beregnet med fremgangsmåten beskrevet i kapittel 4.4, og inkluderer kostnadsjusteringer for stedsspesifikke tekniske parametere (havdybde, avstand fra land/nettilknytning, og potensielle krevende tekniske forhold) i hvert punkt.
- Total energiproduksjon for hvert punkt ble gitt av energikartet (beskrevet i kapittel 4.3). Dette kartet representerer den årlige energiproduksjonen for én vindturbin i hver posisjon. Energiproduksjonen ble så redusert med tapsfaktorer beskrevet i kapittel 5.5.2, inkludert et standard vaketap på 6,5 %. For å representere produksjonen over hele prosjektets levetid, ble den årlige verdien diskontert med en diskonteringsrente på 6 %. Dette er samme forutsetninger som ble brukt for å estimere drift- og avviklingskostnader.

Energikostnaden er basert på en forenklet kostnadsmodell for rangering av de ulike rutepunktene, og ikke for estimering av eksakt investeringskostnad. For å forhindre misforståelser ble de beregnede verdiene normalisert istedenfor å angi kroneverdier. De resulterende normaliserte verdiene ligger i intervallet 0 til 100 for å representere det forventede utfallsrommet for alle 2025- og 2040-områdene. Energikostnadskartet viser da verdier innenfor dette intervallet, der 0 representerer lavest forventet kostnad og 100 høyest.

4.6 Forslag til inndeling av delområder

Utredningsområdene er inndelt i delområder basert på føringer for installert effekt fra NVE og på egnethet for havvind som beskrevet i kapittel 4.1. Områdenes størrelse skal velges basert på ønsket kapasitet og energitetthet på 3,5 MW/km² med minimum 5 km buffersoner mellom alle delområdene. Med forventet turbineffekt på 20 MW eller mer bør en tetthet på 7 MW/km² eller høyere forventes selv med konservativ turbinavstand.

Målet med inndelingsprosessen er å foreslå delområder som er godt orientert med hensyn til de dominerende vindretningene, utnytte arealene best mulig med hensyn til eksterne vaketap og gitt avstandskravene, og unngå eksisterende infrastruktur i områdene så langt det lar seg gjøre. Eksisterende infrastruktur med en passende buffer vil bli vurdert når områder velges eller ekskluderes for turbinplassering i tilfeller der de er innenfor delområdene.

De foreslåtte delområdene vil også overholde kravene til å holde intern infrastruktur innenfor de avgrensede områdene (turbinrotorblader må forbli innenfor delområdegrensene, mens all infrastruktur (slik som anker) må forbli innenfor grensene til utredningsområdene). For flytende prosjekter der turbinposisjonene driver avhengig av hvilke anker som brukes, avhenger bufferavstandene som trengs for å sikre at disse grensekravene overholdes, av vanndybden. Forventet bevegelse for turbiner er 0,35 ganget med vanndybde, mens ankerets posisjoner forventes å være opptil 3 ganger vanndybde fra turbinposisjonen. Med tanke på disse to faktorene ble det plassert en buffer relatert til vanndybde ved grensene til utredningsområdene for hvert flytende prosjekt for å sikre at de foreslåtte grensene til delområdene ikke inkluderer ikke-brukbart område.

Ulike inndelinger i delområder og installert kapasitet per delområde er angitt som alternativer i resultatene som presenteres i kapitler 6 til 8.

4.7 Rangering av delområder

Delområdene vil bli rangert innenfor hvert utredningsområde basert primært på deres samlede energikostnad, eksterne vaketap fra øvrige delområder relatert til utbyggingsrekkefølge og resulterende kapasitetsfaktor, samt eksisterende infrastruktur i området (hvis relevant).

5. Eksempelprosjekter med turbin og elektrisk infrastruktur

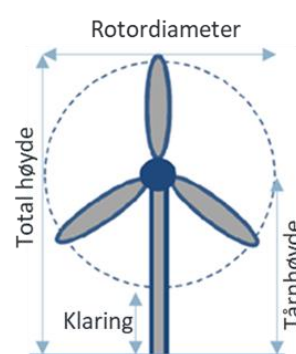
Innenfor hver alternativ inndeling av havvindområdene skal det fastsettes og plasseres eksempelprosjekter med en bestemt turbintype med fundamentering og forankring og tilhørende elektrisk infrastruktur.

5.1 Vindturbin

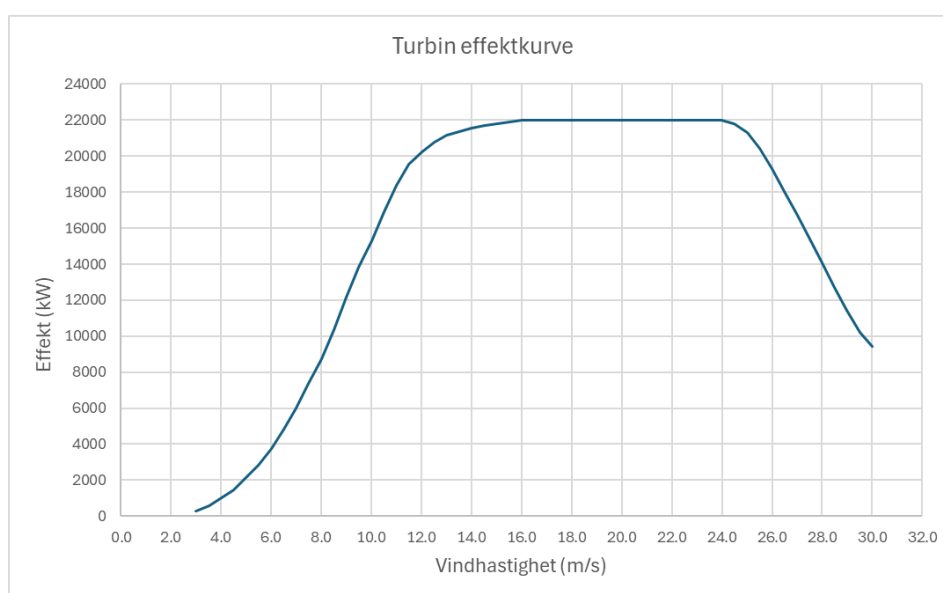
I denne fagutredningen er det i samråd med NVE lagt til grunn en 22 MW havvindturbin med dimensjoner som angitt i Tabell 5-1 og illustrert i Figur 5-1. Effektkurve for havvindturbinen er utarbeidet basert på data fra sammenlignbare eksisterende turbiner som er skalert basert på havvindturbinens dimensjoner med antakelser om spesifikk effekt [W/m^2]. Resulterende effektkurve som er benyttet i denne fagutredningen er vist i Figur 5-2. Bakgrunnsdata er gitt inkludert i Vedlegg A.

Tabell 5-1: Dimensjoner til anvendt vindturbin.

Vindturbindimensjoner	
Installert effekt	22 MW
Rotordiameter	286 m
Tårnhøyde	165 m
Total høyde	308 m
Klaring	22 m



Figur 5-1: Illustrasjon av vindturbinens dimensjoner.



Figur 5-2: Anvendt effektkurve for 22 MW turbin.

5.2 Fundamentering og forankring

Det er lagt til grunn bunnfaste fundamenter for havdybder til og med 70 m og flytende fundamenter for dypere havnivåer. Ved bunnfast havvind benyttes fundamentløsningen monopel og eventuelt generisk jacket for dybder større enn 45 m. Ved flytende havvind benyttes teknologien generisk sparbøye. For beskrivelse av de forskjellige fundamentene samt ankringsystemer, se kapittel 2.2.

5.3 Elektrisk infrastruktur

5.3.1 Elektrisk utforming

For hvert utredningsområde og alternative turbinplasseringer visualiseres elektrisk infrastruktur ved bruk av det webbaserte verktøyet Vind AI [18], hvor enkelte parametere er basert på kabeloppbygging utført i Cableizer. Havvindområdene med tilhørende turbinplasseringer importeres fra WindPRO til Vind AI. Vind AI optimaliserer videre internkabelayout mellom havvindturbinene og transformator-/omformer-stasjonen ved å minimere kabellengdene. Eksportkabelen skisseres geografisk ved å velge korteste vei fra havvindanlegg eller transformator-/omformerstasjonen til havs til nettilknytningspunkt på land som angitt i

Tabell 3-4. Merk at internkabling og eksportkabling ikke hensyntar eventuelle konflikter med miljø, skipsfart etc. da dette ikke er en del av denne fagutredningen. Internkablingen hensyntar heller ikke forankring og fortøyningslinjer for vindturbinene og transformator-/omformerstasjonen.

Lengde på intern- og eksportkabling bestemmes basert på Vind AI sine beregningsantakelser. Internkabelengde for bunnfaste vindturbiner beregnes ved å måle horisontal avstand pluss vanndybden ved hvert endepunkt for hvert segment. For flytende vindturbiner benyttes en såkalt «lazy wave shape» til å estimere lengden ved endepunktene for hvert segment [19]. Eksempelprosjektene med plassering av havvindturbiner skal benytte hele delområdene noe som resulterer i lengre avstand mellom turbinene enn det som typisk bygges i et prosjekt med samme kapasitet og dermed også lengre internkabelengder.

Eksportkabelutforming er basert på en overordnet vurdering av avstand fra land og kapasitet som skal overføres. I denne fagutredningen er det valgt å benytte HVAC-overføring for avstander opp til og med 130 km fra land, og HVDC-overføring for avstander på over 130 km fra land. Ved avstander inntil 60 km fra land legges det til grunn direkte kabling til land via 132 kV, med transformering til 420 kV på land. Typisk vil en 132 kV kabelforbindelse med et tverrsnitt på 2000 mm² eller større kunne overføre rundt 200 MW eller mindre over avstander opptil 160 km. Denne generelle forutsetningen er basert på en effektfaktor på 1, noe som er vanskelig å oppnå i HVAC-baserte løsninger over lange avstander. Ved å øke spenningen til for eksempel 420 kV kan det overføres mer kraft per kabelforbindelse, men det medfører også økt reaktiv effekt i kabelen. Ved HVDC-overføringer legges det til grunn statiske 320 kV eksportkabler for havvindområder (<1500 MW) som antas å ha radiell tilknytning. For havvindområder som er egnet for hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett antas 525 kV eksportkabler.

5.3.2 Kabeldimensjonering

For å redusere usikkerheten i utformingen av eksportkablene dimensjoneres de ved hjelp av programvaren Cableizer. Det er utført termisk dimensjonering for overføring av havvindproduksjonen over avstander opptil 100 km for HVAC-kabler og over 100 km for HVDC-kabler.

HVDC-systemer kan bygges som monopole eller bipole og med ulike spenningsnivåer. Valg av konfigurasjon påvirker størrelse, kostnader og bruksområder for nettilknytningen. En monopole har én pol på hver side av omformerer med samme spenning (+/-), mens en bipole har to poler ved hver omformer og dubler systemer som illustrert i Figur 5-3. En bipole kan bygges ut med eller uten metallisk returkabel. I analysene antas det 320 kV HVDC symmetrisk monopole-kabel for radielle tilkoblinger og 525 kV HVDC bipole-kabel for havvindområder som er egnet for hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Metallisk retur er inkludert for alle eksempelprosjektene med HVDC-tilknytning.

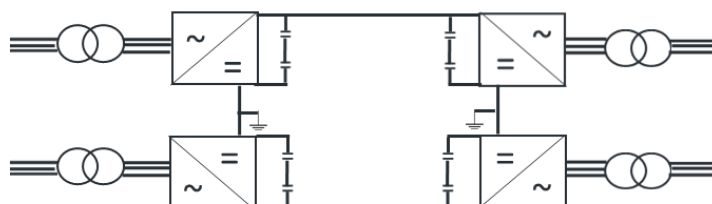
Ved spenningsnivå 320 kV vil HVDC-systemet sannsynligvis måtte bruke to sett med kabler som hver har overføringskapasitet på 750 MVA for å dekke den totale overføringskapasiteten på 1500 MVA. Omformerne i hver ende av kablen forventes å ha kapasitet på 1500 MVA. De to kablene opererer med like, men motsatte spenninger, typisk +/-160 kV med hensyn til jord. Returbanen i denne konfigurasjonen kan oppnås gjennom en dedikert metallisk returkabel som også gir redundans, men hvis en av omformerstasjonene svikter vil hele HVDC-forbindelsen være ute av drift. Det er mer ønskelig å bruke metallisk retur på grunn av miljøhensyn. Potensialet for elektromagnetisk interferens (EMI) er imidlertid høyere i konfigurasjonen med metallisk retur på grunn av de magnetfeltene som genereres av kablene.

Spenningsnivå 525 kV vurderes for hybridforbindelser med mulig integrering i et masket nett. I et topolsatt system bærer to ledere strøm med motsatte poler, noe som bidrar til å nulle ut magnetfeltene og redusere EMI. Denne konfigurasjonen gir også en høyere grad av redundans ettersom systemet kan fortsette å operere i monopolumodus hvis en leder svikter. Hver omformer har da en kapasitet på 750 MVA med en samlet kapasitet på 1500 MVA.

Symmetrisk monopol



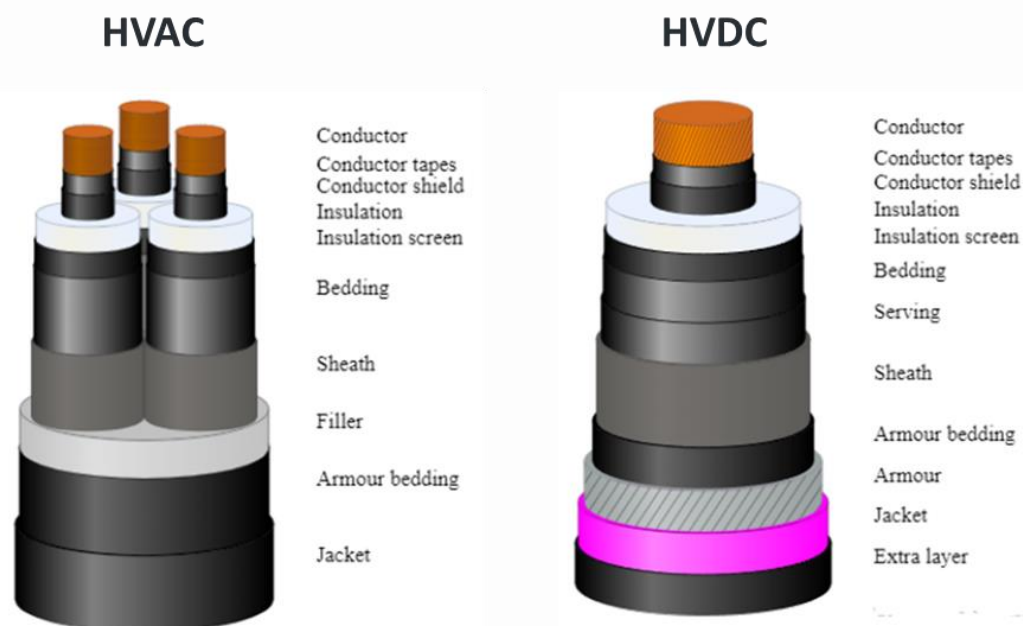
Bipol



Figur 5-3: Illustrasjon av ulike konfigurasjoner for HVDC-kabler.

Cableizer-programvaren er basert på IEC 60287-1-standardserien for gjeldende klassifiseringer av armerte trelederkabler. Formlene som brukes til å beregne kabelklassifiseringer har imidlertid en tendens til å overvurdere kabeltap, spesielt kappe- og stålarmeringstap. Denne overestimeringen kan føre til at det velges et ledertverrsnitt i kablen som er større enn nødvendig, noe som fører til mer materialbruk og høyere kostnader for både kablen og installasjonen. For å ta hensyn til begrensningene i kabeltap er kablene modellert uten armering, men med økt tykkelse for ytterkappen og med et vannblokkerende bånd.

Valg av kabel er basert på erfaringer med lignende prosjekter og datablad fra sammenlignbare kabeltyper. HVAC-kabler er trelederkabler med kobberledere, XLPE-isolasjonsmateriale, blykappe og vannblokkerende bånd (se venstre del av Figur 5-4). HVDC-kabler er enlederkabler med blykappe og stålarmering (se høyre del av Figur 5-4).



Figur 5-4: Typisk modell for HVAC-kabel (venstre) og HVDC-kabel (høyre). Illustrasjonene er hentet fra Cableizer.

Kablene er dimensjonert ved 132 kV og 420 kV for HVAC og 320 kV og 525 kV for HVDC for å bestemme deres termiske overføringskapasitet i et undervannsmiljø. Målet er å velge kabeldimensjonene som passer best for den nødvendige overføringskapasiteten. Kablene antas å ligge direkte nedgravd i havbunnen, og konservative grunnforhold er antatt (se Tabell 5-2). Resulterende overføringskapasitet for HVAC og HVDC er gjengitt i henholdsvis

Tabell 5-3 og Tabell 5-4.

Tabell 5-2: Antagelser for grunnforhold på havbunnen som er benyttet i termisk dimensjonering av høyspentkablene i Cableizer.

Grunnforhold	Verdi	Enhet
Begravelsesdybde (målt fra sjøbunnen til toppen av kabelen)	1,5	m
Termisk resistivitet av jord	1,0	Km/W
Omgivende jordtemperatur	20	°C
Vanntemperatur	15	°C
Dybde under vann	100	m

Tabell 5-3: HVAC-kabeldimensjonene og deres maksimale termiske overføringskapasitet.

Kabel Type	Driftsspennning [kV]	Maks. strøm @ 90 °C [A]	Maks. effekt [MVA]
3 x 2000 mm ²	132	950	196
3 x 2500 mm ²	132	1003	206
3 x 1200 mm ²	420	784	513
3 x 1600 mm ²	420	859	562

Tabell 5-4: HVDC-kabeldimensjonene og deres maksimale termiske overføringskapasitet.

Kabel Type	Driftsspennning [kV]	Maks. strøm @ 70 °C [A]	Maks. effekt [MVA]
1 x 2000 mm ²	320	1764	564
1 x 2500 mm ²	320	1982	634
1 x 2500 mm ²	525	1965	1032
1 x 3000 mm ²	525	2171	1140

5.3.3 Nettilknytningsteknologi per utredningsområde

Valgt nettilknytningsteknologi for havvindområdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F er angitt i Tabell 5-5. For havvindområdene der turbinfundamentene står fastmontert på havbunnen er det vanlig å bruke statiske kabler i det interne kabelnettet. I denne studien anbefales det at det interne kabelnettet består av dynamiske kabler for flytende turbiner for å oppnå høyest pålitelighet for installasjonen ved å unngå overgang mellom forskjellige kabeltyper. Ved bunnfaste havvinnanlegg kan statiske eksportkabler benyttes, og for flytende havvinnanlegg benyttes dynamiske og statiske eksportkabler.

Tabell 5-5: Valgt nettilknytningsteknologi for havvindområdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F.

Havvindområde	Internkabler	Substasjon	Eksportkabler
Sørvest F	132 kV, statisk	Bunnfast HVDC-omformerstasjon	HVDC 525 kV DC, statisk
	132 kV, statisk	Bunnfast HVDC-omformerstasjon	HVDC 320 kV DC, statisk (Sørlige Nordsjø fase 1)
Vestavind B	132 kV, dynamisk	Transformatorstasjon på land/øy (132/420 kV)	132 kV, statisk 420 kV, statisk
Vestavind F	132 kV, dynamisk	Transformatorstasjon på Utsira øy	420 kV, statisk
	132 kV, dynamisk	Transformatorstasjon på land (vestsiden av Karmøy)	132 kV, dynamisk og statisk

5.4 Optimering av turbinlayout

Programvaren WindPRO, versjon 4.0.531, er benyttet til å optimalisere plasseringen av vindturbinene. I denne optimaliseringsprosessen er minimumsavstander mellom turbinene hensyntatt basert på vindforholdene i området slik de kommer frem av vindrosen. Vanligvis velges en minimumsavstand på 7,5 ganger rotordiameter mellom turbinene langs den dominerende vindretningen, og 4,5 ganger rotordiameter langs mindre dominerende vindretninger. Lengre avstander mellom turbinene vil redusere vaketap og føre til økt produksjon på bekostning av lengre elektriske kabler og lengre reisetid for vedlikehold.

Som beskrevet i kapittel 4.2 vil målet om en kapasitetstetthet på 3,5 MW/km² resultere i overdimensjonerte delområder. Basert på veiledning fra NVE bør layoutene for eksempelprosjektene fylle delområdene og avstanden mellom turbinene vil derfor bli større enn det som vanligvis bygges. Dette resulterer i lavere vaketap og lengre kraftkabler enn et typisk prosjekt med samme kapasitet. En

sensitivitetsanalyse som evaluerer ulike energitettheter, vil gi en vurdering av effekten på vaketap og elektrisk infrastruktur. Denne vil inkluderes i 2040-rapporten.

For noen delområder har oppdragsgiver oppgitt en installert kapasitet for hvert delområde. Basert på valgt turbineffekt på 22 MW, er det ikke mulig å treffe eksakt på denne kapasiteten, men det er for hvert av eksempelprosjektene valgt et antall turbiner som gir en kapasitet tettest mulig opp mot ønsket kapasitet. Resulterende antall turbiner og total installert kapasitet er presentert i Tabell 5-6.

Tabell 5-6: Kapasitet og turbinantall for eksempelprosjekter.

Kapasitet eksempelprosjekter [MW]	Antall turbiner	Total installert kapasitet [MW]
350	16	352
500	23	506
700	32	704
750	34	748
800	36	792
900	41	902
1000	45	990
1500	68	1496
2100	95	2090

5.5 Simulering av kraftproduksjon

5.5.1 Metodikk og grunnlagsdata

Vindressurskart for hvert delområde er utarbeidet basert på NORA3 mesoskala-tidsserier for et utvalg representative punkt og passende skaleringsmodeller. Forventet kraftproduksjon er videre beregnet ved bruk av PARK-modulen i programvaren WindPRO, basert på de genererte vindressurskartene, effektkurver for valgte turbintyper og vaketapsberegninger ved bruk av TurbOPark-modellen. Vaketafsmodellen TurbOPark er utviklet av Ørsted R&D. Denne modellen er basert på Park-modellen (standard vaketafsmodell), men er videreutviklet med en ikke-lineær ekspansjon av vaken og en transvers normalfordelt vaketafsprofil [20].

Som beskrevet i kapittel 4.2 inneholder NORA3-datasettet tidsserier for vindhastighet og vindretning for ulike høyder over bakkenivå. For beregning av vindressursene i aktuell navhøyde på 165 m er dataene interpolert vertikalt. Basert på vinddata fra nærliggende høyder (50, 100 og 250 m) er en vindskjærmatrix beregnet med inndeling i 12 vindretningssektorer, 12 måneder (sesong) og 12 timesintervaller (à 2 timer). Basert på denne vindskjærmatrixen er vindhastigheten beregnet for den valgte navhøyden. Beregnet kraftproduksjon er presentert ved både brutto og netto årlig kraftproduksjon (P50) i MWh.

5.5.2 Produksjonstapsfaktorer

Det er flere faktorer som vil kunne bidra til redusert kraftproduksjon fra vindturbinene. Forventede produksjonstap for vindturbiner deles vanligvis inn i seks hovedgrupper:

- Tap knyttet til interaksjon mellom turbiner (vaketaf)

- Tilgjengelighetstap
- Elektriske tap
- Tap knyttet til turbinytelse
- Miljømessige tap
- Tap knyttet til driftsrestriksjoner

Produksjonstap som inngår i de ulike kategoriene, er beskrevet under.

Tap knyttet til interaksjon mellom turbiner

I bakkant av hver vindturbin vil det dannes turbulente virvler som medfører redusert vindhastighet og produksjon for nærliggende turbiner. Hvor langt nedstrøms vindfeltet vil påvirkes avhenger av variasjon i overflate, underlagets ruhet og resulterende turbulensnivå. Høyere overflatevariasjon og turbulensnivå gir en økt blanding av vindfeltet (både for uforstyrrede og forstyrrede luftmasser) og fører til en raskere gjenoppretting av vindfeltet. Over havet er det i hovedsak lav temperaturgradient og dermed lite vertikale strømninger. Med lav ruhet og lite interaksjon mellom vinden og havets overflate, fører dette til et generelt lavere turbulensnivå enn over land. Vaken bak hver turbin vil derfor typisk strekke seg langt på havet og vindturbinene plasseres derfor med større intern avstand enn på land. Tapene knyttet til dette omtales som vaketap og tapene i denne kategorien inkluderer både vaketap mellom turbiner innad i et vindkraftanlegg, eksterne vaketap som skyldes påvirkning fra vindturbiner i nærliggende eksisterende vindkraftanlegg og eventuelle fremtidige vaketap fra planlagte vindkraftanlegg.

Vaketapene er beregnet med TurbOPark-modellen i windPRO, og det er for hvert av områdene beregnet både interne og eksterne vaketap for samtlige delområder. I tillegg til påvirkning av vindfeltet nedstrøms fra hver turbin, vil også vindfeltet bremses noe opp oppstrøms for turbinene og medføre redusert produksjon. Dette tapet kalles blokkeringstap og er inkludert i beregningene ved bruk av modellen «Self-similar Forsting model (2017)» i windPRO.

Tilgjengelighetstap

Turbinenes tilgjengelighet er et mål på hvor stor andel av teoretisk produksjon som vil være tilgjengelig, hensyntatt både nedetid knyttet til planlagt vedlikehold og nedetid knyttet til uforutsette feil på turbinen og reparasjonstid for dette. Denne er i beregningene satt som en standardverdi over turbinenes levetid, uavhengig av område, men med et skille mellom bunnfaste og flytende turbiner, hvor det antas en noe større hyppighet av feil på flytende turbiner. Turbintilgjengeligheten vil være avhengig av strategien for drift og vedlikehold og den tekniske kvaliteten på turbinene som velges.

Hvor lang tid det tar før uforutsette feil på turbinene vil kunne repareres er avhengig av tilgjengelighet på servicebåt og mannskap og avstand fra havn, samt hvorvidt vind- og bølgeforholdene ligger til rette for at båtene vil være operative og at de kan legge til ved turbinene. For å ta høyde for dette er det for hvert av områdene inkludert et tap knyttet til adkomsttilgjengelighet, som er avhengig av bølgeforholdene i de ulike områdene, samt valg av fremkomstmiddel, forventet mobiliseringstid og reisetid.

Det er for samtlige områder lagt til grunn bruk av en SOV (engelsk: «Service Operation Vessel») servicebåt. Det er antatt at dette fartøyet deler av året vil være stasjonert med mannskap ved en base i anlegget, men at den i de fleste tilfeller (80 %) må ta ut fra nærmeste havn ved feil på turbinene. Antagelser angående fartøyets begrensninger i forhold til signifikant bølgehøyde, mobiliseringstid for personell ved feil på turbinene, og fartøyets hastighet er presentert i Tabell 5-7. I tillegg er det antatt

at et værvindu med signifikant bølgehøyde under dette nivået i 12 etterfølgende timer kreves for at en reparasjon av turbinene vil kunne gjennomføres.

Gjennomsnittlig antall timer til nærmeste 12-timers værvindu, i hver måned, er beregnet basert på representativ NORA3 mesoskala tidsserie for hvert område, og er vektet med månedvis produksjonsfordeling for det aktuelle området for å oppnå et produksjonsbasert tilgjengelighetsanslag. Beregnede grunnlagsdata for adkomsttilgjengelighetstap i hvert utredningsområde er presentert i Tabell 5-8.

Tabell 5-7: Fellesantagelser som ligger til grunn for beregning av adkomsttilgjengelighetstap.

Hastighet for SOV [km/t]	Grenseverdi signifikant bølgehøyde [m]	Avstand fra base til havs [km]	Mobiliseringstid [timer] ($T_{\text{mobilisering}}$)
20	2,5	20	1

Tabell 5-8: Beregnede tidsverdier som ligger til grunn for beregning av adkomsttilgjengelighetstap.

Delområde	Antall ikke-planlagte service-opdrag per år ($N_{\text{Ikke-planlagte besøk}}$)	Avstand fra land [km]	Gjennomsnittlig ventetid [timer] (T_{vente})	Gjennomsnittlig reisetid [timer] (T_{reise})
Vestavind B	6	78	52,5	3,3
Vestavind F	6	45	25,2	2,0
Sørvest F	4	169	15,7	7,0

Basert på disse verdiene er tid for adkomst ved uforutsette feil på turbinen beregnet ved hjelp av følgende formel:

$$T_{\text{Adkomst}} = T_{\text{Vente}} + T_{\text{Mobilisering}} + T_{\text{Reise}}$$

Tilgjengelighetstap knyttet til adkomst, $Tilgjengelighetstap_{\text{adkomst}}$, er videre beregnet med følgende formel:

$$Tilgjengelighetstap_{\text{Adkomst}} = 1 - \frac{T_{\text{År}} - T_{\text{Adkomst}} \times N_{\text{Ikke-planlagte besøk}}}{T_{\text{År}}}$$

hvor $T_{\text{År}}$ er totalt antall timer per år og $N_{\text{Ikke-planlagte besøk}}$ er antall ikke-planlagte besøk per år som skyldes feil på turbinene. Det er i beregningene antatt henholdsvis seks og fire slike besøk per år for flytende og bunnfaste turbiner. Mulig turbininntaung til havn ved feil på hovedkomponenter er ikke inkludert i beregningene. Beregnede verdier for adkomsttilgjengelighetstap er presentert i Tabell 5-9.

Tabell 5-9: Beregnede tilgjengelighetstap knyttet til adkomst.

Delområde	Beregnete tilgjengelighetstap knyttet til adkomst [%]
Vestavind B	3,8
Vestavind F	1,9
Sørvest F	1,0

Som det fremgår av Tabell 5-8 er gjennomsnittlig ventetid på neste 12-timers værvindu lengst i delområde Vestavind B. Dette skyldes generelt høyere bølgehøyder i dette området. Gjennomsnittlig

reisetid er derimot høyest for Sørvest F grunnet lengre avstand fra land. Til tross for noe lengre reisetid for Sørvest F blir beregnet tilgjengelighetstap langt høyere for Vestavind B, grunnet betydelig høyere ventetid. Med et lavere antatt antall ikke-planlagte service-oppdrag for de bunnfaste turbinene på Sørvest F i tillegg, blir det relativt stor forskjell i adkomsttilgjengelighet for Vestavind B og Sørvest F.

Det er i tillegg inkludert et standard tilgjengelighetstap på 0,5 % for nett og 0,5 % for annen infrastruktur for hvert av prosjektene. Dette vil kunne variere med hvilket tilknytningspunkt som benyttes for hvert område, men generelt er oppetiden høy i regional- og transmisjonsnettet i Norge.

Elektriske tap

De elektriske tapene inkluderer produksjonen tapt fra turbinen til innmatingspunktet til kraftnettet på land. Dette inkluderer ikke elektriske tap i turbinen, da disse normalt inngår i effektkurven. De elektriske tapene inkluderer her tap i internkabling, eksportkabling og transformering/omforming. Nedenfor følger beskrivelser av underlagsdata og metode for beregning av de elektriske tapene, mens Tabell 5-10 viser beregnede tap for hvert område.

Basert på beregninger utført av VindAI, ble de elektriske tapene i internkablene estimert til å utgjøre ca. 0,5 % av den produserte effekten.

For HVAC-kablene er de elektriske tapene estimert basert på en forenklet modell av en HVAC-kabel fra Cableizer og beregninger utført i programvaren PSS®E. Simuleringene i PSS®E er utført for ulike kabeldimensjoner ved spenningsnivåer på 132 kV og 420 kV, og kabellengder på 100 km.

Transformertap er estimert for autotransformatorer med regulering i viklinger på nøytralpunktet, noe som muliggjør spenningsjustering under belastningsforhold. For en 500 MVA transformator er lasttapet (kobbertapet) antatt 1,1 MW per fase for transformering 132/420 kV, mens tapet uten belastning er beregnet til 90 kW per enkeltfase. Dette tilsvarer omtrent 3,6 MW tap per 500 MVA transformator, og det er derfor benyttet 0,7 % elektrisk tap per MW produsert.

For HVDC-kabler er tapsberegningene basert på resultatene i beregningsrapporten for termisk kapasitet generert i programvaren Cableizer. Disse angir en tapseffekt på ca. 46 kW/km for 1500 MW (for 525 kV, 3000mm²), som tilsvarer 0,003 % elektrisk tap per MW produsert per km. Denne tapsfaktoren er deretter multiplisert med den antatte lengden fram til tilknytningspunktet på land.

For elektriske tap i omformerstasjoner er det antatt et tap på 0,6 % per produserte MW. For å benytte HVDC-stasjonene, er det antatt at kraften først må transformeres fra 132 kV til enten 320 kV eller 525 kV. Etter konvertering fra DC til AC igjen, vil spenningen måtte transformeres til 420 kV for tilknytning til sentralnettet. For disse estimeres henholdsvis 1,1 og 0,7 MW per fase for kobbertap, og 90 kW per enkeltfase for tomgangstap. Dette tilsvarer 11,9 MW for 1500 MW utbygging, tilsvarende 1,2 % elektrisk tap per produserte MW.

For enkelte prosjekter er det nødvendig med en ikke-ubetydelig strekning med luftledning eller jordkabel fram til tilknytningspunktet. I denne fagutredningen er det antatt luftledning på 420 kV fra landfall og fram til tilknytningspunkt. Tapene er beregnet basert på 2 stk Feral 481 Parrot i parallell for å overføre 1000 MW, som gir et elektrisk tap på 0,11 MW/km (tilsvarende 0,011 % tap per produserte MW). Avstand er målt i rett linje fra antatt landfall til tilknytningspunkt uten hensyn til andre faktorer.

De elektriske tapene ble inndelt i om de var distansevarierende kostnad (eksportkablene) eller faste kostnader per utredningsområde (internkabling, transformering, omforming og luftledning). Disse er angitt hver for seg, for hvert utredningsområde, i Tabell 5-10.

Tabell 5-10: Elektriske tap per utlysningsområde. Elektriske tap for eksportkabler beregnes dynamisk for hvert punkts avstand til landfall, mens tap i system og ledning på land er statiske per utredningsområde.

DESIGN I VIND		Avstand [km]		Elektriske tap [%]		
Havvind-område	Nett-tilknytnings-teknologi	Vindpark → landfall	Landfall → tilknytningspunkt	Eksportkabler	System og ledning på land	Totalt
Sørvest F	Bunnfast HVDC	240	25	0,7 %	2,8 %	3,5 %
Vestavind B	Flytende HVAC	80	3	1,0 %	1,2 %	2,3 % ¹
Vestavind F	Flytende HVAC	40	6	0,6 %	1,3 %	1,9 %

Tap knyttet til vindturbinytelse

Beregning av forventet kraftproduksjon fra vindturbinene er normalt basert på en effektkurve fra turbinleverandør. Dersom en teoretisk effektkurve benyttes kan det være grunn til å forvente at denne ikke nøyaktig representerer effektkurven som vil oppnås med vindturbinen under en IEC-effektkurve-test på en standard testlokasjon i enkelt terreng. I slike tilfeller må det gjøres en generisk effektkurvejustering. Med utgangspunkt i en generisk effektkurve for dette prosjektet, er det antatt en generisk effektkurvejustering på 1,5 % for flytende turbiner og 1 % for bunnfaste turbiner.

En garantert effektkurve er kun gyldig for et gitt sett med forhold, ofte kalt «indre rekkevidde», og turbinen vil ikke nødvendigvis yte like godt når den utsettes for stedsspesifikke forhold, med turbulens, atmosfærisk stabilitet, vindskjær eller strømningsvinkel som avviker fra dette. For å ta høyde for dette er en stedsspesifikk effektkurvejustering på 1 % inkludert for samtlige prosjekter.

Ytelsestapene beskrevet over, er knyttet til salgseffektkurven fra turbinleverandøren. Denne forutsetter at turbinkontrollene er optimalt konfigurert og vedlikeholdt. Problemer med programvare og instrumentering kan imidlertid bidra til at vindturbinene opererer på en ikke-optimal måte og ikke når sin tiltenkte effektkurve. For å ta høyde for dette er det inkludert et ytelsestap på 0,5 % for samtlige prosjekter.

Produksjonstap knyttet til vindhastigheter høyere enn det vindturbinen er designet for kalles hysterestap. Dette tapet dekker hele perioden fra vindhastigheten overstiger såkalt «cut-off» vindhastighet og frem til vindhastigheten når ned under grensen hvor turbinen starter opp igjen. Med en «cut-off» vindhastighet på 30 m/s for turbintypen benyttet i analysene, vil hysterestapet for de aktuelle utredningsområdene være relativt lavt og er i denne analysen estimert til 0,1 % for Sørvest F og Vestvind F og 0,2 % for Vestavind B.

Miljømessige tap

De miljømessige tapene inkluderer faktorer som reduksjon i den aerodynamiske effektiviteten til turbinbladene på grunn av forurensning, partikler eller is som fester seg på bladene, nedstenging av turbinene som følge av ising eller temperaturer utenfor turbinens operasjonelle utfallsrom (for høye eller for lave temperaturer).

Ising på turbinstrukturene kan være et betydelig problem i kaldt klima. For vindturbiner til havs kan ising forekomme både i form av atmosfærisk ising og nedbørising, men også i form av sjøsprøytising i

¹ På grunn av avrundinger for eksportkabler og system og ledning på land i visningen av tabellen, blir ikke totalsummen lik, men med desimaler tilsvarer det 2,3 %.

områder hvor de meteorologiske forholdene ligger til rette for dette. Sjøsprøytising vil imidlertid kun ha innvirkning på de lavere delene av konstruksjonene og i liten grad turbinbladene. Dette vil kunne ha konsekvenser for adkomst til turbinen og øke lasten på konstruksjonen, men basert på tidligere vurderinger av sjøsprøytising [21] anses ikke dette å være et problem i de aktuelle utredningsområdene. Analyser utført av EMD [22] viser at forekomst av atmosfærisk ising vil være svært begrenset i havområdene utenfor Norskekysten, mye grunnet Golfstrømmen som bidrar til relativt høye havtemperaturer oppover langs kysten. Studiet viser også at skyvanninnholdet generelt er lavt vinterstid i nordområdene, med lite fuktighet som kan feste seg på konstruksjonene. Frysende regn er oftest forbundet med topografi som er gunstig for oppdemming av kaldluft og det antas derfor at frysende regn for områder langt unna kysten vil opptre sjelden [21]. Enkelte episoder med atmosfærisk ising, frysende regn eller våt snø som fryser til is på turbinbladene kan imidlertid forekomme, med høyest sannsynlighet i de nordlige områdene. Basert på dette er det valgt å inkludere et isingstap på 0,1 - 0,2 % for utredningsområdene, med høyest tapestimert for de to nordlige utredningsområdene (Vestavind B og Vestavind F).

For turbindegraderingen som skyldes forurensning og partikler i luften er det antatt et standardestimat på 1 % over turbinenes levetid.

De fleste offshore vindturbiner er designet til normal drift ved temperaturer innenfor -15 til +30 grader Celsius, med noen variasjoner mellom de ulike leverandørene. Basert på temperaturdata fra representative mesoskala tidsserier for de tre utredningsområdene aktuelle for 2025-utlysning er tap knyttet til lave og høye temperaturer ansett å være minimale og er ikke inkludert i beregningene.

Tap knyttet til driftsrestriksjoner

For enkelte turbiner kan det settes konsesjonspliktige krav til nedstenging eller redusert drift av turbinene i visse perioder av året eller døgnet. Dette kan også være aktuelt ved eventuelt redusert nettkapasitet. For enkelte av områdene kan det også være strømningsforhold som tilsier at valgte turbiner periodevis vil oppleve en for høy belastning, og det kan da være aktuelt å benytte en styringsinnstilling hvor turbiner stenges ned ved vindhastighet og vindretning innenfor visse intervaller. Behov for såkalt vindsektorstyring (WSM) vurderes av turbinleverandør, og er ikke hensyntatt i denne analysen.

Tapsfaktorer per utredningsområde

En oversikt over produksjonstap som er hensyntatt i produksjonsanalysen er presentert i Tabell 5-11.

Tabell 5-11: Tapsfaktorer per utredningsområde.

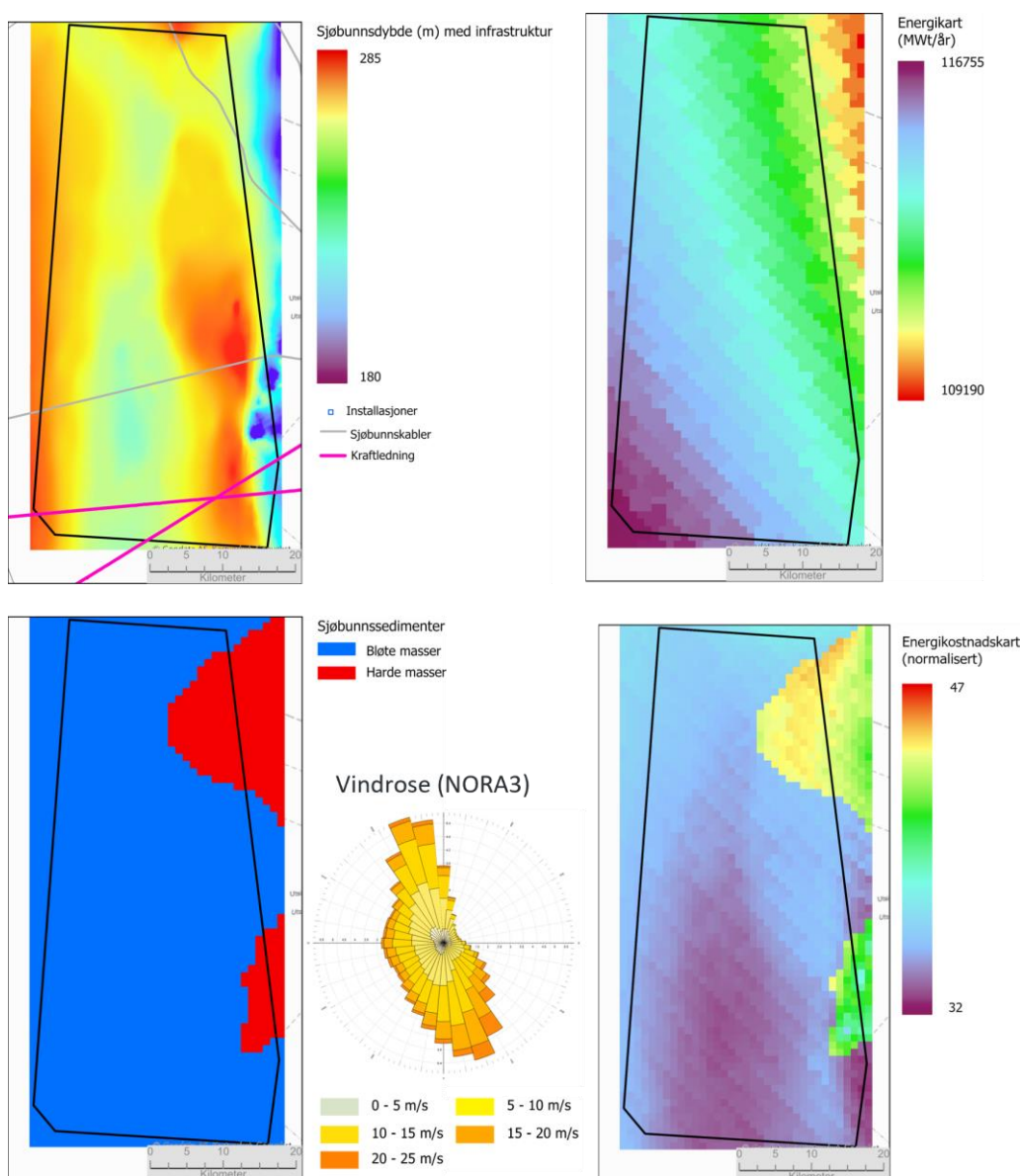
Kategori	Type	Tap i årlig energiproduksjon [%]			Kommentar
		Vestavind B	Vestavind F	Sørvest F	
Tilgjengelighet	Turbintilgjengelighet	5,0	5,0	4,5	
	Adkomsttilgjengelighet (forlenget nedetid)	3,8	1,9	1,0	
	BOP (infrastruktur)	0,5	0,5	0,5	
	Nettilgjengelighet	0,5	0,5	0,5	
Tap knyttet til interaksjon mellom turbiner	Interne vaketap	Beregnet for hvert område. Resultater presentert i kapitler 6 - 8.			
	Blokkering				
	Eksterne vaketap				
	Fremtidige vaketap				

Elektriske tap	Elektrisk effektivitet	2,3	1,9	3,5	
	Anleggets kraftforbruk	0,5	0,5	0,5	
Tap knyttet til turbinytelse	Hysteresetap	0,2	0,1	0,1	
	Suboptimal ytelse	0,5	0,5	0,5	
	Stedsspesifikk effektkurvejustering	1,0	1,0	1,0	
	Generisk effektkurvejustering	1,5	1,5	1	Høyere tap for flytende prosjekter på grunn av turbinbevegelse på horisontalplanet
Miljømessige tap	Turbindegradering	1,0	1,0	1,0	
	Tap knyttet til ising på bladene	0,2	0,2	0,1	
	Nedstenging knyttet til høye/lave temperaturer	0	0	0	
Tap knyttet til driftsrestriksjoner	Miljømessige eller konsesjonspliktige	0	0	0	
	Operasjonelle strategier	0	0	0	
	Nett	0	0	0	
	Last	0	0	0	
	Totalt andre tap	15,9	13,7	13,4	

6. Resultater – Vestavind F

6.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med primære tekniske parametere, inkludert vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart, samt vindrose for området er vist i Figur 6-1. Det er benyttet en felles regnbuegradient for alle kartlag, der røde nyanser representerer mindre ønskelige verdier (dypt vann/lav energi/høy kostnad) og blå eller fiolette nyanser representerer de mest ønskelige verdiene. Energifkostnadskartet er normalisert med en skala mellom 0 og 100, hvor 100 er høyest beregnet energikostnad for alle de 20 evaluerte områdene (2025- og 2040-områdene) og 0 er lavest. Fargegradienten er skalert internt i hvert planområde for å bedre vise lokal variasjon. Mer informasjon om dette i kapittel 4.1. Merk at sedimentklassifisering av bunnforhold kun påvirkes i kostmodellen for dybder beregnet for flytende turbiner.



Figur 6-1: Vestavind F - Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimentklassifisering, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i figuren over har utredningsområdet følgende karakteristikk:

- Vanndybde er passende for flytende turbiner, med dybder i rekkevidden 200-287 m innenfor hele utredningsområdet og mellom 250 og 280 m med liten variasjon innenfor det brukbare området.
- Høyeste energi er forventet i den sørvestlige delen av utredningsområdet og avtar mot nordøst.
- Bunn sedimentet innenfor utredningsområdet (utenom kartlagte buffersoner) er generelt mykt og anses egnet for flukeankere, som er lagt som basis for studien.
- De laveste energikostnadene er i de sørlige og sentrale delene av utredningsområdet.
- Med vind hovedsakelig langs akse nord-nordvest/sør-sørøst bør ideell orientering av inndelingsområdene være øst/vest for å minimere forstyrrelser gitt av vake-effekter fra naboturbiner. På tross av sammenlignbar vindfrekvens fra nord til sør, er det sammenlagt høyere energiutbytte i vinden fra sør.
- To rørledninger og to strømkabler krysser gjennom utredningsområdet. En av rørledningene er lokalisert i den nordlige delen av området, mens den andre rørledningen og begge strømkablene er lokalisert i den sørlige delen av området. Samtlige av disse er hensyntatt ved utarbeidelsen av delområdene.

6.2 Alternative inndelinger og eksempelprosjekter

6.2.1 Forespurte alternativer og praktiske hensyn

Vestavind F inkluderer de tre Utsira Nord (UN) områdene som for øyeblikket er ute til anbud. Vurderingen vil derfor fokusere på hvordan man best kan utnytte det ekstra omkringliggende området og den resulterende påvirkningen delområdene vil ha på hverandre. I samarbeid med NVE ble eksempelprosjekter opprettet. Antall turbiner og installert kapasitet for de individuelle eksempelprosjektene er vist i Tabell 5-6. Det ble evaluert for følgende tre alternativer:

- **Alternativ 1:** 3 x 500 MW eksempelprosjekter i de eksisterende UN-områdene.
- **Alternativ 2:** 3 x 750 MW eksempelprosjekter i de eksisterende UN-områdene.
- **Alternativ 3:** fem delområder fordelt over hele Vestavind F med totalt 3500 MW installert kapasitet.

6.2.2 Foreslåtte inndelinger

For de to første alternative inndelingene var delområdene allerede satt (UN-områdene), med kun forskjell på installert kapasitet per delområde.

For den tredje alternative inndelingen ble delområdene utformet med utgangspunkt i UN-områdene, med utvidelser og tilleggsområder basert på vindfordelingen i området og aktuelle buffersoner innenfor utredningsområdet.

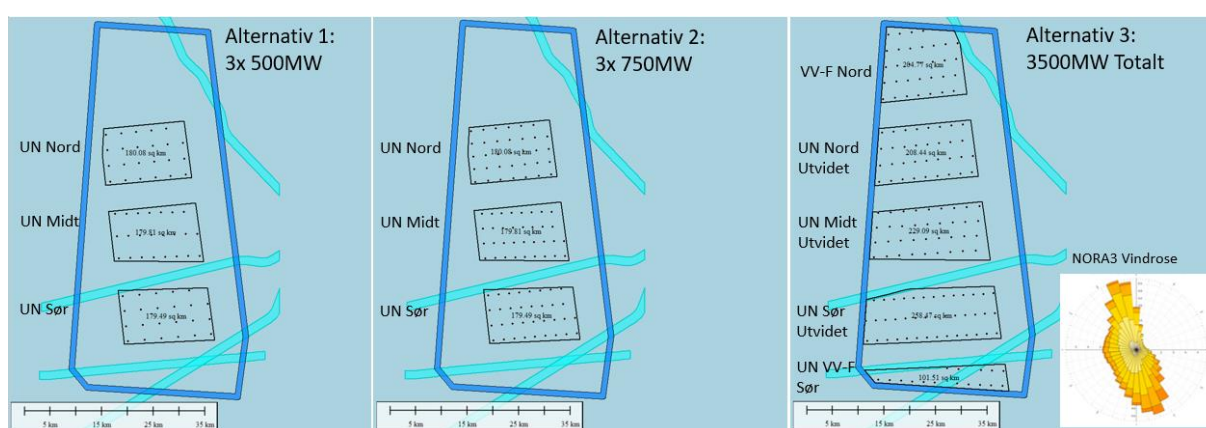
Som beskrevet i avsnitt 4.2, ble en buffer basert på vanndybden i delområdene benyttet for å sikre at all ankring holdt seg innenfor utredningsområdet, samt at turbinbladene ikke sveipet utenfor sine respektive delområder mens turbinflåtene drev. Med en gjennomsnittlig dybde på 265 m forventes turbinene å drive 93 m (0,35 x vanndybde). Ved å kombinere dette med rotorradien på 143 m ble en buffer på 236 m til grensen av delområdet brukt for turbinplassering. Forankringsfotavtrykket forventes å være 795 m (3 x vanndybde). Med tanke på turbinplasseringsbufferen nevnt over ble

bufferen mellom utredningsområdet og delområdegrensene satt til 560 m ($795 - 236 = 559$, justert til 560 m).

En 500 m buffersone på begge sider av rørledningene som passerer i området ble også tatt hensyn til ved plassering av turbiner i delområdene. I tillegg til dette var noe areal i den østlige delen av området avsatt til buffersone for skipstrafikk. Grunnet lavere vindhastigheter og utfordrende bunnforhold i øst ble denne buffersonen utvidet til å gå langs hele den østlige grensen av Vestavind F-området.

Basert på dette ble det for alternativ 3 valgt en utvidelse av de tre delområdene fra alternativ 1 og 2 i vestlig retning, samt et tillegg med et ekstra område i nord og et ekstra område lengst sør.

De tre alternative inndelingene er presentert i Figur 6-2 under.



Figur 6-2: Foreslåtte inndelinger for Vestavind F.

6.3 Forventet årlig energiproduksjon

Forventet årlig energiproduksjon er beregnet i PARK-modulen i WindPRO basert på generert vindressurskart for det aktuelle området, effektkurver for valgt turbinetype og vaketapsberegninger ved bruk av TurbOPark-modellen. Tabellene som presenteres i etterfølgende delkapitler viser estimert årlig energiproduksjon for hvert delområde for hvert utbyggingsalternativ, med og uten vindturbinene i de øvrige delområdene i det samme utbyggingsalternativet hensyntatt. Det er også inkludert tabeller som viser størrelsen på interne og eksterne vake- og blokkeringstap, både i prosent og i form av årlig energiproduksjon [GWh].

6.3.1 Alternativ 1 (3 x 500 MW – Utsira Nord)

Tabell 6-1: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) er hensyntatt).

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto energiproduksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)				
					Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Interne + alle eksterne
UN Nord	506	10,3 x 10,6	2,81	2549,0	2459,3		2424,6	2445,2	2415,5
UN Midt	506	15,0 x 7,8	2,81	2561,5	2479,9	2440,6		2445,3	2406,0
UN Sør	506	10,2 x 11,3	2,82	2571,9	2485,0	2467,0	2447,2		2435,9

Tabell 6-2: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Interne + alle eksterne
UN Nord	506	3,52		4,88	4,07	5,24
UN Midt	506	3,19	4,72		4,54	6,07
UN Sør	506	3,38	4,08	4,85		5,29

Tabell 6-3: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)			
		UN Nord	UN Midt	UN Sør	Samlet
UN Nord	506		1,36	0,55	1,72
UN Midt	506	1,53		1,35	2,89
UN Sør	506	0,70	1,47		1,91

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)			
		UN Nord	UN Midt	UN Sør	Samlet
UN Nord	506		34,7	14,1	43,9
UN Midt	506	39,3		34,6	73,9
UN Sør	506	18,0	37,8		49,1

Tabell 6-4: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Alle tap inkludert
UN Nord	506	2110,1		2075,4	2096,0	2066,2
UN Midt	506	2129,0	2089,7		2094,4	2055,1
UN Sør	506	2132,7	2114,7	2094,9		2083,6

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Alle tap inkludert
UN Nord	506	47,6		46,8	47,3	46,6
UN Midt	506	48,0	47,1		47,2	46,4
UN Sør	506	48,1	47,7	47,3		47,0

Som det fremgår av Tabell 6-2 beregnes interne vaketap på 3,2 - 3,5% for de tre delområdene. De eksterne vaketapene fra de øvrige delområdene er presentert i Tabell 6-3 og ligger på 1,7 - 2,9 %, med høyest eksterne vaketap beregnet for det midtre området ettersom dette delområdet ligger nedstrøms et annet delområde ved vind fra begge de hyppigste vindretningene. Beregnet netto energiproduksjon (P50) for delområdene i dette alternativet ligger på mellom 2055,1 og 2083,6 GWh/år, med høyest estimert produksjon i det sørlige delområdet (UN Sør), etterfulgt av det nordlige

(UN Nord), mens lavest produksjon beregnes for det sentrale delområdet (UN Midt). Netto kapasitetsfaktor er nokså lik for de tre områdene på mellom 46,4 og 47,0 % som vist i Tabell 6-4.

6.3.2 Alternativ 2 (3 x 750 MW – Utsira Nord)

Tabell 6-5: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt).

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto energiproduksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)				
					Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Interne + alle eksterne
UN Nord	748	8,6 x 8,6	4,15	3767,7	3562,5		3497,4	3535,3	3480,7
UN Midt	748	10,0 x 6,7	4,16	3786,9	3582,1	3508,5		3513,3	3439,7
UN Sør	748	10,2 x 7,1	4,17	3802,6	3607,6	3573,2	3532,6		3512,4

Tabell 6-6: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Interne + alle eksterne
UN Nord	748	5,45		7,18	6,17	7,62
UN Midt	748	5,41	7,35		7,22	9,17
UN Sør	748	5,13	6,03	7,10		7,63

Tabell 6-7: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)			
		UN Nord	UN Midt	UN Sør	Samlet
UN Nord	748		1,73	0,72	2,17
UN Midt	748	1,94		1,82	3,76
UN Sør	748	0,90	1,97		2,50

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)			
		UN Nord	UN Midt	UN Sør	Samlet
UN Nord	748		65,1	27,2	81,8
UN Midt	748	73,6		68,8	142,4
UN Sør	748	34,4	75,0		95,2

Tabell 6-8: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Alle tap inkludert
UN Nord	748	3046,3		2981,2	3019,1	2964,5
UN Midt	748	3063,3	2989,7		2994,5	2920,9
UN Sør	748	3086,6	3052,2	3011,6		2991,5

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Alle tap inkludert
UN Nord	748	46,5		45,5	46,1	45,2
UN Midt	748	46,8	45,6		45,7	44,6
UN Sør	748	47,1	46,6	46,0		45,7

Dette alternativet har en større installert kapasitet i hvert delområde enn Alternativ 1, som også medfører større vaketap. Som det fremgår av Tabell 6-6, beregnes interne vaketap på 5,1 - 5,5 % for de tre delområdene. De eksterne vaketapene fra de øvrige delområdene er presentert i Tabell 6-7 og ligger på 2,2 - 3,8 %, med høyest eksterne vaketap beregnet for det midtre området (UN Midt) ettersom dette delområdet ligger nedstrøms et annet delområde ved vind fra begge de hyppigste vindretningene. Beregnet netto energiproduksjon (P50) for delområdene i dette alternativet ligger mellom 2920,9 og 2991,5 GWh/år, med høyest estimert energiproduksjon og netto kapasitetsfaktor i det sørlige delområdet (UN Sør), etterfulgt av det nordlige (UN Nord), mens de laveste verdiene beregnes for det sentrale delområdet (UN Midt).

6.3.3 Alternativ 3 (Vestlig utvidelse av UN-områder + to nye delområder (nord og sør))

Tabell 6-9: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Turbinavstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)						
					Kun interne	Interne + VV-F Nord	Interne + UN Nord Utvidet	Interne + UN Midt Utvidet	Interne + UN Sør Utvidet	Interne + VV-F Sør	Interne + alle eksterne
VV-F Nord	704	10,9 x 8,0	3,44	3522,6	3356,8		3296,3	3329,1	3340,2	3351,2	3269,7
UN Nord Utvidet	748	11,1 x 7,9	3,59	3770,1	3599,9	3532,8		3528,3	3566,6	3590,1	3435,8
UN Midt Utvidet	792	10,0 x 8,6	3,46	4016,2	3836,4	3802,8	3760,0		3765,2	3819,6	3658,5
UN Sør Utvidet	902	13,6 x 6,75	3,49	4596,5	4397,0	4376,5	4358,4	4320,1		4354,0	4243,5
VV-F Sør	352	10,0 x 7,6	3,47	1793,4	1760,1	1752,5	1747,2	1738,6	1711,3		1690,9

Tabell 6-10: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))						
		Kun interne	Interne + VV-F Nord	Interne + UN Nord Utvidet	Interne + UN Midt Utvidet	Interne + UN Sør Utvidet	Interne + VV-F Sør	Interne + alle eksterne
VV-F Nord	704	4,70		6,42	5,49	5,18	4,87	7,18
UN Nord Utvidet	748	4,51	6,29		6,41	5,40	4,77	8,87
UN Midt Utvidet	792	4,48	5,31	6,38		6,25	4,89	8,91
UN Sør Utvidet	902	4,34	4,79	5,18	6,01		5,27	7,68
VV-F Sør	352	1,86	2,28	2,58	3,06	4,58		5,71

Tabell 6-11: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)					
		VV-F Nord	UN Nord Utvidet	UN Midt Utvidet	UN Sør Utvidet	VV-F Sør	Samlet
VV-F Nord	704		1,72	0,79	0,47	0,16	2,47
UN Nord Utvidet	748	1,78		1,90	0,88	0,26	4,35
UN Midt Utvidet	792	0,84	1,90		1,77	0,42	4,43
UN Sør Utvidet	902	0,45	0,84	1,67		0,94	3,34
VV-F Sør	352	0,42	0,72	1,20	2,72		3,85

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)					
		VV-F Nord	UN Nord Utvidet	UN Midt Utvidet	UN Sør Utvidet	VV-F Sør	Samlet
VV-F Nord	704		60,5	27,7	16,7	5,7	87,1
UN Nord Utvidet	748	67,0		71,6	33,2	9,8	164,0
UN Midt Utvidet	792	33,6	76,4		71,2	16,8	177,9
UN Sør Utvidet	902	20,6	38,7	77,0		43,0	153,6
VV-F Sør	352	7,5	12,9	21,5	48,8		69,1

Tabell 6-12: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)						
		Kun interne	Interne + VV-F Nord	Interne + UN Nord Utvidet	Interne + UN Midt Utvidet	Interne + UN Sør Utvidet	Interne + VV-F Sør	Alle tap inkludert
VV-F Nord	704	2874,2		2813,7	2846,5	2857,6	2868,6	2787,1
UN Nord Utvidet	748	3083,4	3016,3		3011,8	3050,1	3073,6	2919,3
UN Midt Utvidet	792	3286,2	3252,6	3209,8		3215,0	3269,4	3108,3
UN Sør Utvidet	902	3767,3	3746,8	3728,6	3690,3		3724,3	3613,7
VV-F Sør	352	1514,4	1506,8	1501,5	1492,9	1465,6		1445,2

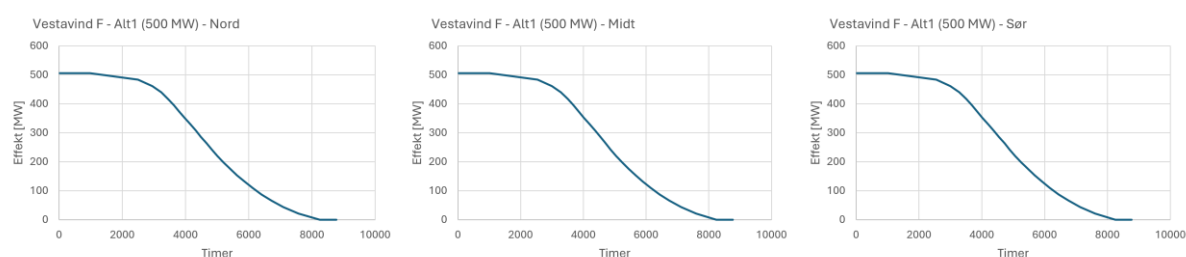
Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)						
		Kun interne	Interne + VV-F Nord	Interne + UN Nord Utvidet	Interne + UN Midt Utvidet	Interne + UN Sør Utvidet	Interne + VV-F Sør	Alle tap inkludert
VV-F Nord	704	46,6		45,6	46,2	46,3	46,5	45,2
UN Nord Utvidet	748	47,1	46,0		46,0	46,5	46,9	44,6
UN Midt Utvidet	792	47,4	46,9	46,3		46,3	47,1	44,8
UN Sør Utvidet	902	47,7	47,4	47,2	46,7		47,1	45,7
VV-F Sør	352	49,1	48,9	48,7	48,4	47,5		46,9

For dette alternativet er total installert kapasitet i utredningsområdet økt ytterligere i forhold til alternativ 1 og 2. Utredningsområdet er delt inn i fem ulike delområder, inkludert de tre UN-områdene med utvidelse vestover, samt to ekstra delområder lengst nord og lengst sør. De fem delområdene har ikke lik installert kapasitet og produksjonsestimatene er dermed ikke direkte sammenlignbare.

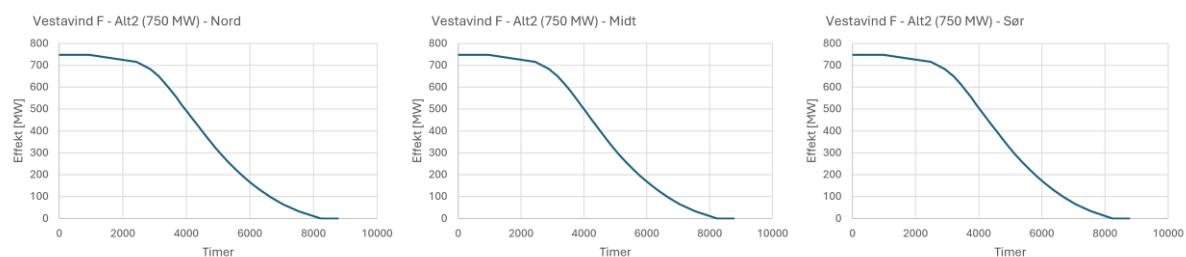
Til tross for lik eller høyere installert kapasitet i de utvidede UN-områdene sammenlignet med de originale områdene fra alternativ 1 og 2, medfører utvidelsen vestover, normalt på hovedvindretningen, at beregnede interne vaketap for disse delområdene er lavere enn for alternativ 2. Som det fremgår av Tabell 6-10, beregnes interne vaketap på 1,9 - 4,7 % for de fem delområdene. De eksterne vaketapene fra de øvrige delområdene er presentert i Tabell 6-11 og ligger på 2,5 - 4,4 %, med høyest eksterne vaketap beregnet for UN Nord Utvidet og UN Midt Utvidet. Beregnet netto energiproduksjon (P50) for delområdene i dette alternativet ligger mellom 1445,2 og 3613,7 GWh/år, med høyest estimert produksjon i det utvidede UN-Sør-delområdet, etterfulgt av de utvidede UN-Midt og UN-Nord-delområdene, mens lavest produksjon er beregnet for det sørligste delområdet (VV-F Sør). Ser man på netto kapasitetsfaktor (Tabell 6-12) er denne høyest for delområdet lengst sør (VV-F Sør) og lavest for UN-Nord Utvidet.

6.3.4 Varighetskurver

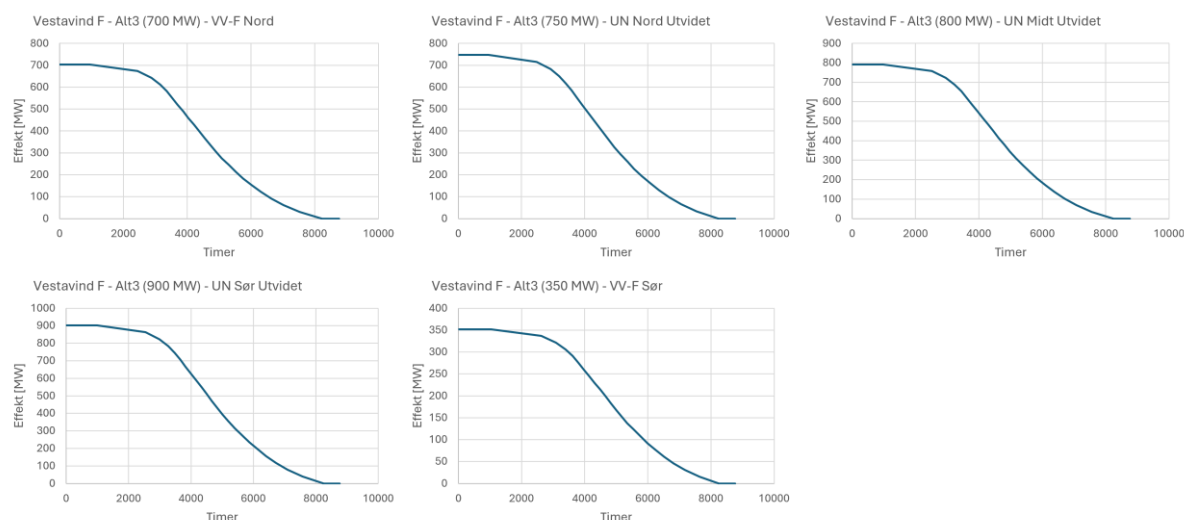
Representative varighetskurver for hvert delområde i hvert utbyggingsalternativ er presentert i Figur 6-3, Figur 6-4 og Figur 6-5. Disse viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på vertikal akse.



Figur 6-3: Varighetskurver for Vestavind F – Alternativ 1 (Kurve for hvert delområde).



Figur 6-4: Varighetskurver for Vestavind F – Alternativ 2 (Kurve for hvert delområde).



Figur 6-5: Varighetskurver for Vestavind F – Alternativ 3 (Kurve for hvert delområde).

6.4 Elektrisk infrastruktur

Foreslått nettilknytningsløsning for Vestavind F inkluderer 132 kV internkabling mellom havvindturbinene til en felles transformatorstasjon lokalisert på Utsira øya (alternativ a) eller på vestsiden av Karmøy (alternativ b) der spenningen økes til 420 kV. Fra transformatorstasjon transporteres kraften til Karmøy transformatorstasjon med 420 kV sjøkabel/jordkabel/luftlinje, avhengig av valgt løsning.

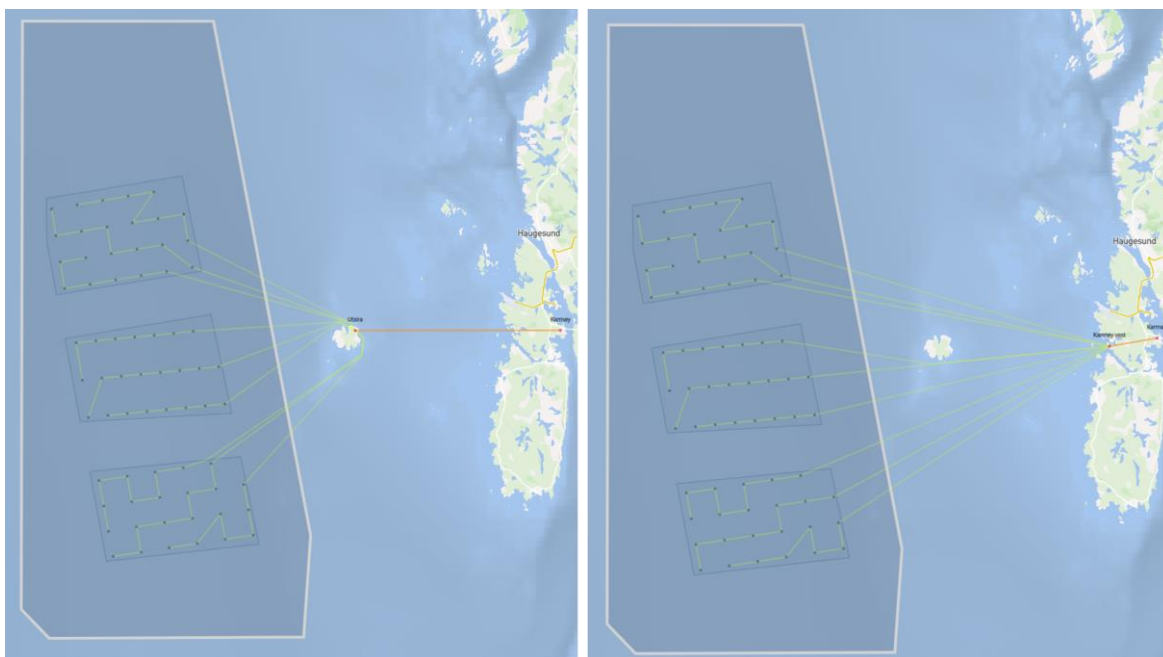
For alternativ 3 (vestlig utvidelse av UN-områder + to nye delområder (nord og sør)) er det foreslått 132 kV-tilknytning fra havvindområdene til tilknytningspunktet på land der det nordligste delområdet tilknyttes Spanne transformatorstasjon, det sørligste området tilknyttes Gismarvik transformatorstasjon, og de to midtre områdene tilknyttes Karmøy transformator med felles transformering på Utsira øy. De foreslåtte nettilknytningsløsningene per alternative inndeling av Vestavind F er illustrert i de påfølgende delkapitlene.

6.4.1 Vestavind F - Alternativ 1 (3 x 500 MW)

For Vestavind F alternativ 1a transporteres kraften per delområde med 3x132 kV kabler til en felles transformatorstasjon på Utsira øy der spenningen økes til 420 kV. Videre transporteres kraften med 3x420 kV sjøkabel til et landfall på vestsiden av Karmøy, og derfra med luftlinje eller jordkabel til Karmøy transformatorstasjon.

For Vestavind F alternativ 1b transporteres kraften per delområde med 3x132 kV kabler til en felles transformatorstasjon på vestsiden av Karmøy der spenningen økes til 420 kV. Videre transporteres kraften med 3x420 kV med luftlinje eller jordkabel til Karmøy transformatorstasjon. Merk at det er ikke gjort analyser for jordkabel eller luftlinje og antall kabler nødvendig for å transportere kraften på land kan derfor være høyere.

Tabell 6-13 og Tabell 6-14 gir totale kabellengder og antall kabler for alternativene 1a og 1b. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til transformatorstasjonen, og antall kabler angir antall kabelkjeder fra havvandanlegget til land (se Figur 6-6). Total kabellengde 420 kV angir summen av kabellengdene til tre parallelle eksportkabler.



Figur 6-6: Alternativ 1 (3 x 500 MW) (a) transformatorstasjon på Utsira øy, (b) transformatorstasjon vest på Karmøy.

Tabell 6-13: Alternativ 1a (3 x 500 MW) med felles transformatorstasjon på Utsira øy.

Alternativ 1a	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
UN Nord	506 MW	135 km	3	3 x 23 km	3
UN Midt	506 MW	112 km	3		
UN Sør	506 MW	147 km	3		

Tabell 6-14: Alternativ 1b (3 x 500 MW) med felles transformatorstasjon på vestsiden av Karmøy. Merk at det ikke er gjort analyser for jordkabel eller luftlinje, og antall kabler nødvendig for å transportere kraften på land kan derfor være høyere.

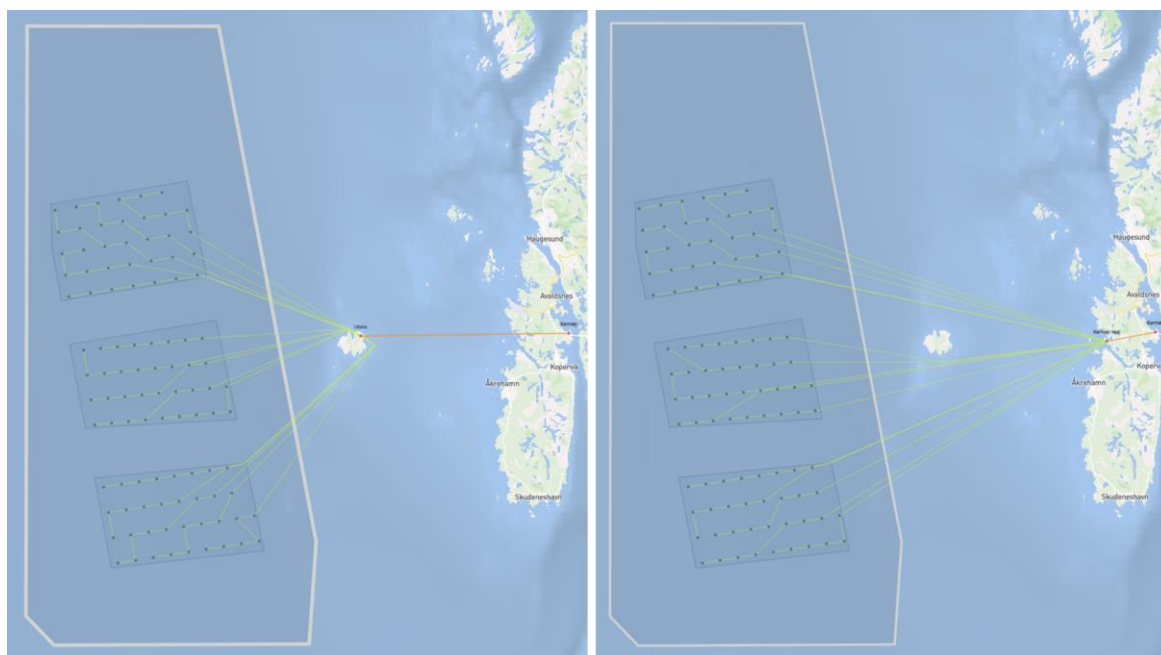
Alternativ 1b	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
UN Nord	506 MW	187 km	3	3 x 5 km	3
UN Midt	506 MW	163 km	3		
UN Sør	506 MW	181 km	3		

6.4.3 Vestavind F - Alternativ 2 (3 x 750 MW)

For Vestavind F alternativ 2a transporteres kraften per delområde med 5x132 kV kabler til en felles transformatorstasjon på Utsira øy der spenningen økes til 420 kV. Videre transporteres kraften med 4x420 kV sjøkabel til et landfall på vestsiden av Karmøy, og videre med luftlinje eller jordkabel til Karmøy transformatorstasjon.

For Vestavind F alternativ 2b transporteres kraften per delområde med 5x132 kV kabler til en felles transformatorstasjon på vestsiden av Karmøy der spenningen økes til 420 kV. Videre transporteres kraften med 4x420 kV med luftlinje eller jordkabel til Karmøy transformatorstasjon. Merk at det ikke er gjort analyser for jordkabel eller luftlinje og antall kabler nødvendig for å transportere kraften på land kan derfor være høyere.

Tabell 6-15 og Tabell 6-16 gir totale kabellengder og antall kabelkjeder for alternativene 2a og 2b. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til transformatorstasjonen, og antall kabler angir antall parallelle kabelstrek fra havvidanlegget til land (se Figur 6-7). Total kabellengde 420 kV angir summen av kabellengdene til fire parallelle eksportkabler.



Figur 6-7: Alternativ 2 (3 x 750 MW), (a) transformatorstasjon på Utsira øy, (b) transformatorstasjon vest på Karmøy.

Tabell 6-15: Alternativ 2a (3 x 750 MW) med felles transformatorstasjon på Utsira øy.

Alternativ 2a	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
UN Nord	748 MW	204 km	5	4 x 23 km	4
UN Midt	748 MW	171 km	5		
UN Sør	748 MW	214 km	5		

Tabell 6-16: Alternativ 2b (3 x 750 MW) med felles transformatorstasjon på vestsiden av Karmøy. Merk at det ikke er gjort analyser for jordkabel eller luftlinje, og antall kabler nødvendig for å transportere kraften på land kan derfor være høyere.

Alternativ 2b	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
UN Nord	748 MW	290 km	5	4 x 5 km	4
UN Midt	748 MW	259 km	5		
UN Sør	748 MW	268 km	5		

6.4.4 Vestavind F – Alternativ 3 (Vestlig utvidelse av UN-områder + to nye delområder (nord og sør))

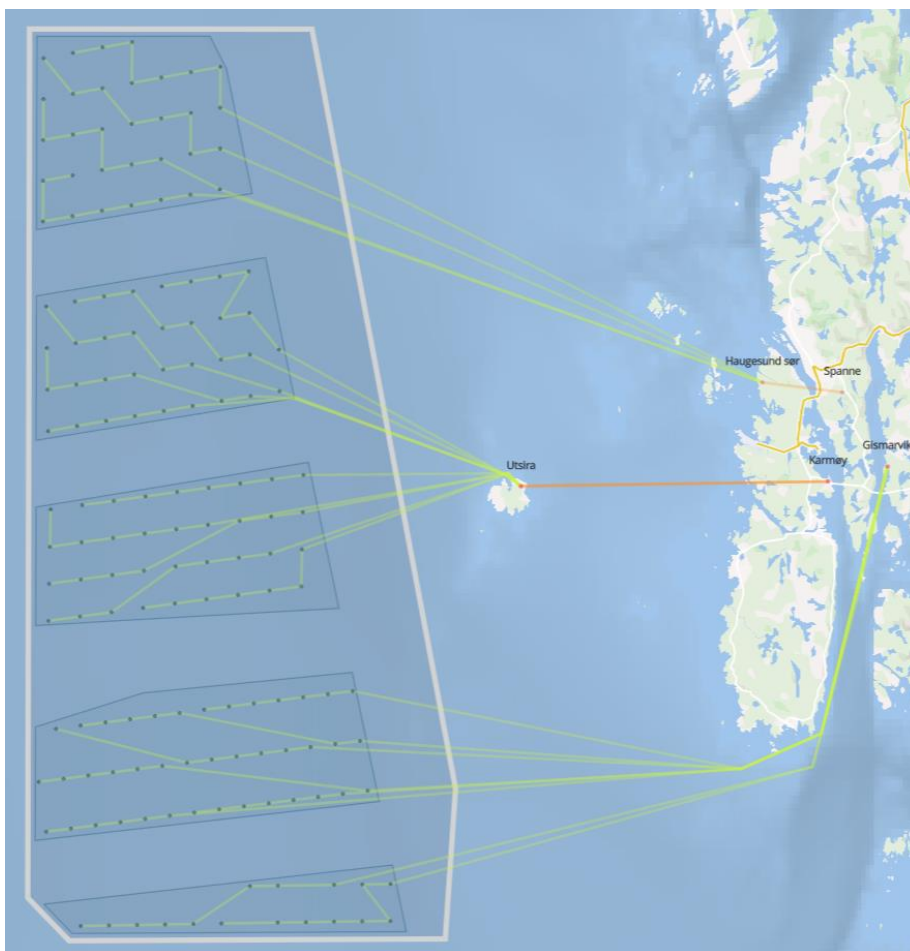
For Vestavind F alternativ 3 transporteres kraften fra det nordligste delområdet (VV-F Nord) med 4x132 kV kabler til en transformatorstasjon på land lokalisert sør for Haugesund der spenningen økes til 420 kV. Videre transporteres kraften med 2x420 kV luftlinje eller jordkabel til Spanne transformatorstasjon. Merk at det ikke er gjort analyser for jordkabel eller luftlinje og antall kabler nødvendig for å transportere kraften på land kan derfor være høyere.

De to midtre områdene (UN Nord Utvidet og UN Midt Utvidet) tilknyttes med 5x132 kV per delområde til en felles transformatorstasjon på Utsira øy der spenningen økes til 420 kV. Videre transporteres kraften med 3x420 kV kabel til Karmøy transformatorstasjon.

Delområdene UN Sør Utvidet og VV-F Sør tilknyttes med henholdsvis 6x132 kV og 2x132 kV kabler direkte til Gismarvik transformatorstasjon. Tabell 6-17 gir totale kabellengder og antall kabler for alternativ 3. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til transformatorstasjonen, og antall kabler angir antall parallelle kabelstrekk fra havvindanlegget til land (se Figur 6-8). Total kabellengde 420 kV angir summen av kabellengdene.

Tabell 6-17: Alternativ 3 (Vestlig utvidelse av UN-områder + to nye delområder (nord og sør)).

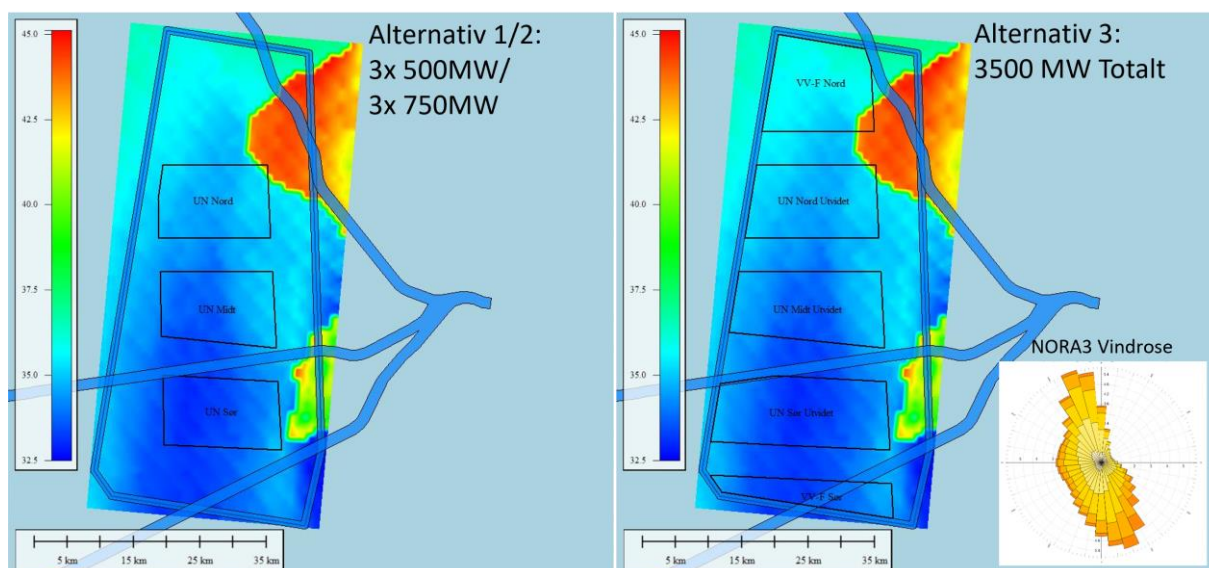
Alternativ 3	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
VV-F Nord	704 MW	269 km	4	2 x 6 km	2
UN Nord Utvidet	748 MW	211 km	5	3 x 23 km	3
UN Midt Utvidet	792 MW	199 km	5		
UN Sør Utvidet	902 MW	481 km	6	-	-
VV-F Sør	352 MW	165 km	2	-	-



Figur 6-8: Alternativ 3 (vestlig utvidelse av UN-områder + to nye delområder (nord og sør)).

6.5 Rangering av delområder

Rangering av delområdene innenfor hvert utredningsområde er basert primært på energikostnadskartet, eksterne vaketap fra øvrige delområder relatert til utbyggingsrekkefølge og resulterende kapasitetsfaktor, samt eksisterende infrastruktur i området der dette er relevant.



Figur 6-9: Vestavind F – Energifkostnadskart (normalisert) med planområder for rangering.

6.5.1 Rangering av delområder - Alternativ 1 og 2

Ettersom alternativ 1 og 2 er basert på de samme planområdene vil rangeringen av delområdene være den samme for begge gitt at samtlige tre delområder bygges ut med lik kapasitet. Som det fremgår av Tabell 6-4 og Tabell 6-8 er det relativt små forskjeller i nettoproduksjon og kapasitetsfaktor mellom de ulike delområdene. Dersom vi ser på hvert av områdene alene, kun hensyntatt interne vaketap, beregnes høyest og lik kapasitetsfaktor for UN Sør og UN Midt for alternativ 1, mens UN Sør kommer best ut for alternativ 2. Med også de øvrige områdene hensyntatt medfører de eksterne vaketapene lavest kapasitetsfaktor for UN Midt, mens UN Sør kommer best ut.

Med antagelse om at samtlige tre delområder bygges ut anbefales det at prosjektene rangeres i følgende rekkefølge:

1. **UN Sør:** Dette prosjektet har lavest forventet energikostnad og høyest kapasitetsfaktor.
2. **UN Nord:** Dette prosjektet har høyest kapasitetsfaktor når UN Sør er utbygd, primært grunnet lengre avstand mellom prosjektene og dermed lavere vaketap.
3. **UN Midt:** Dette prosjektet har lavest kapasitetsfaktor når alle tre prosjektene bygges ut grunnet vaketap i begge de to hyppigste vindretningene.

6.5.2 Rangering av delområder - Alternativ 3

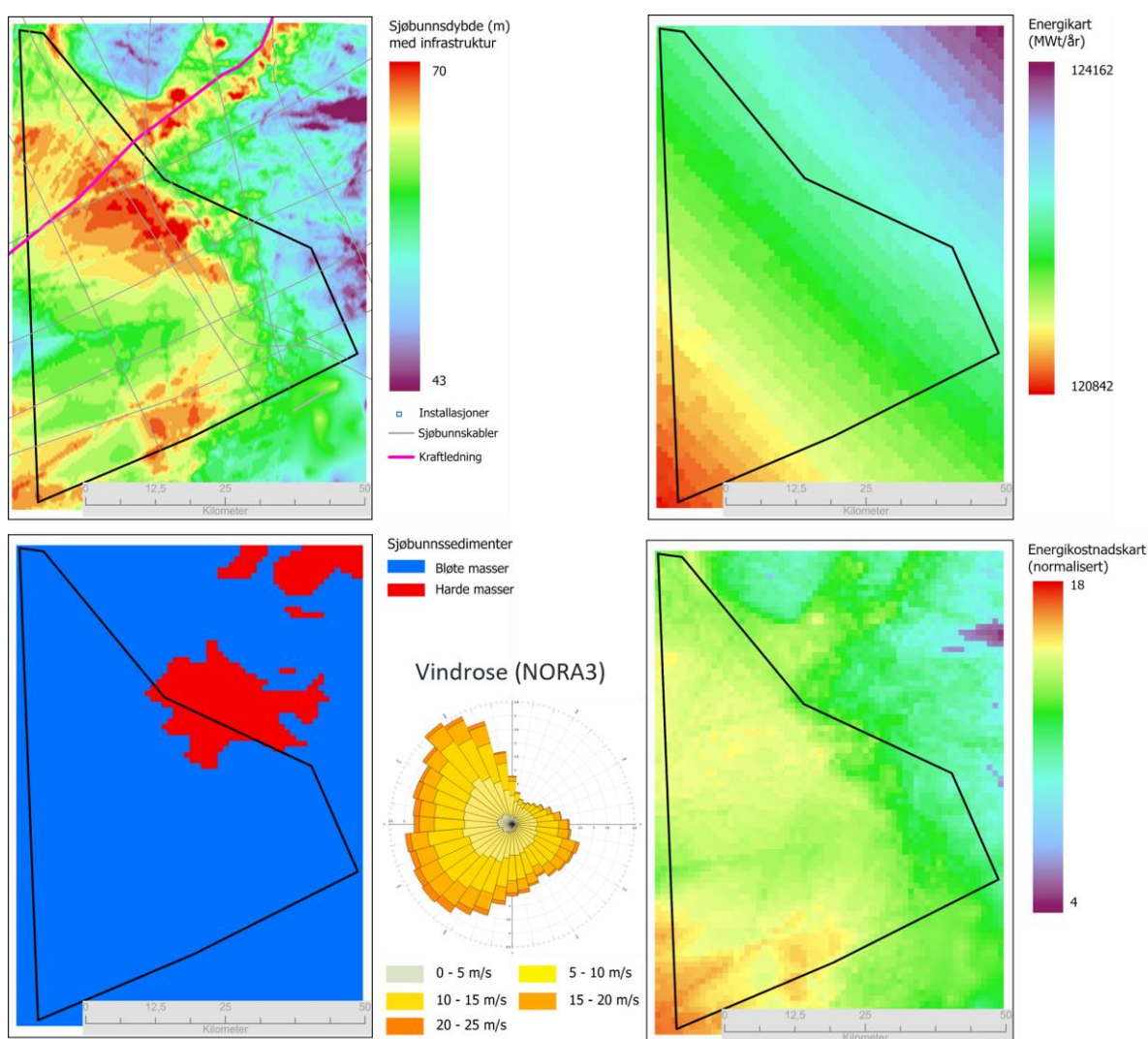
Som det fremgår av Tabell 6-12 er beregnet netto kapasitetsfaktor høyest for delområdet VV-F Sør, både dersom det bygges ut alene, og dersom samtlige av områdene bygges ut, etterfulgt av delområde UN-Sør, mens forskjellen i kapasitetsfaktor mellom de øvrige delområdene er mindre. Den begrensede utstrekningen og installerte kapasiteten for VV-F Sør gjør imidlertid dette området noe mindre attraktivt. Det anbefales at prosjektene rangeres i følgende rekkefølge:

1. **UN Sør Utvidet (900 MW):** Dette er det største området, det har lav forventet energikostnad og nest høyest kapasitetsfaktor (før utbygging av de øvrige delområdene).
2. **UN Nord Utvidet (750 MW):** Relativt lav forventet energikostnad og høyest kapasitetsfaktor av de to største gjenstående områdene når UN Sør Utvidet er utbygd.
3. **VV-F Sør (350 MW):** Høyest kapasitetsfaktor i alle vaketapsscenarioer med lav forventet energikostnad. Ville vært rangert som nummer 1 dersom kun energikostnad og eksterne vaketap var hensyntatt, men grunnet prosjektets størrelse anses det ikke som hensiktsmessig å starte utbyggingen med dette området.
4. **UN Midt Utvidet (800 MW):** Lav kapasitetsfaktor når områdene rangert som 1-3 er utbygd, ettersom det vil ha vaketapspåvirkning i begge de to hyppigste vindretningene.
5. **VV-F Nord (700 MW):** Lavest kapasitetsfaktor og høyest energikostnad som enkeltstående eksempelprosjekt. Utbygging av dette prosjektet medfører at resulterende vaketap gir en lavere kapasitetsfaktor for prosjektene VV-F Nord Utvidet og UN Midt Utvidet.

7. Resultater – Sørvest F

7.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med primære tekniske parametere, inkludert vanddybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart, samt vindrose for området er vist i Figur 7-1. Det er benyttet en felles regnbuegradient for alle kartlag, der røde nyanser representerer mindre ønskelige verdier (dypt vann/lav energi/høy kostnad) og blå eller fiolette nyanser representerer de mest ønskelige verdiene. Energifkostnadskartet er normalisert med en skala mellom 0 og 100, hvor 100 er høyest beregnet energikostnad for alle 20 evaluerte områdene (2025- og 2040-områdene) og 0 er lavest. Fargegradienten er skalert internt i hvert planområde for å bedre vise lokal variasjon. Mer informasjon om dette i kapittel 4.1, merk at sedimentklassifisering av bunnforhold kun påvirkes i kostmodellen for dybder beregnet for flytende turbiner.



Figur 7-1: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i figuren over har utredningsområdet følgende karakteristikk:

- Vanddybden er passende for bunnfaste turbiner selv om fundamentkostnadene forventes å være høye med dybder som varierer mellom 50-70 m. De grunneste områdene ligger innenfor

det nåværende Sørlege Nordsjø II-delområdet, med et annet relativt grunt område i den sentrale vestlige delen av det gjenværende området.

- Høyeste energiutbytte forventes i den nordøstlige delen av utredningsområdet og avtar mot sørvest.
- Bunnsedimentet er generelt mykt, men data om sedimentets tykkelse er ikke tilgjengelig for fullstendig evaluering av egnet fundamenttype og dets påvirkning ble ikke inkludert i energikostnadsevalueringen.
- De laveste energikostnadene forventes i den østlige delen av utredningsområdet der høy vindenergi sammenfaller med grunne farvann, samt i det grunne området i den sentrale delen av utredningsområdet (SV-F Midt i neste figur).
- En kraftledning til oljefeltet Valhall krysser gjennom den nordlige delen av utredningsområdet, i tillegg til noen andre eksisterende og planlagte kabler som har ukjent status i Kartverkets datasett. Det er ingen rørledninger i området. Ettersom det er enklere å unngå kablene for bunnfaste havvindprosjekter enn for flytende havvindprosjekter ble det kun benyttet en minimal bufferavstand til kraftledningen som går til Valhall oljefelt ved utarbeiding av eksempelprosjektene, mens kablene med ukjent status ikke ble hensyntatt. Justering av disse buffersonene kan være nødvendig på et senere tidspunkt.
- Det er ingen tydelig dominant vestlig vindretning, selv om mesteparten av vinden kommer fra vestlige sektorer. Delområdene bør maksimere lengden av den vestlige grensen, samtidig som det bør også prioritere å bruke de grunneste områdene da dette er avgjørende for kostnaden av bunnfaste installasjoner.

7.2 Inndeling alternativer og eksempelprosjekter

7.2.1 Forespurte alternativer og praktiske hensyn

Sørvest F inkluderer Sørlege Nordsjø II (SNII) fase 1-området som nylig ble tildelt på auksjon mars 2024. Vurderingen vil derfor fokusere på hvordan man best kan utnytte det ekstra omkringliggende området og den resulterende påvirkningen områdene vil ha på hverandre. I samarbeid med NVE ble eksempelprosjekter opprettet og evaluert. Antall turbiner og installert kapasitet for de individuelle eksempelprosjektene er vist i Tabell 5-6.

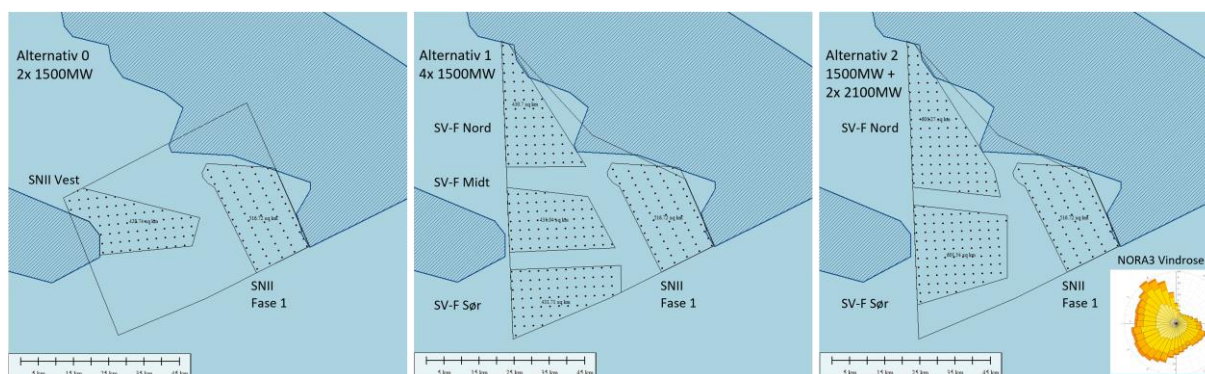
- **Alternativ 0:** 2 x 1500MW i tidligere utlyst SNII-område. Inkluderer SNII fase 1, samt en utvidelse navngitt SNII Vest.
- **Alternativ 1:** 3 x 1500MW nye delområder + SNII fase 1-område med 1500 MW
- **Alternativ 2:** 2 x 2100MW nye delområder + SNII fase 1-område med 1500 MW

7.2.2 Foreslåtte inndelinger

Ettersom det aktuelle utredningsområdet er definert for bunnfast installasjon er det ikke benyttet en forankringsbuffer mellom grensen av utredningsområdet og delområdene ved utarbeiding av eksempelprosjektene. Det er kun brukt en 143 m buffer for turbinplassering for å forsikre at turbinbladene ikke sveiper utenfor utredningsområdet, i tillegg til en 5 km buffersone mellom delområdene.

Mens samtlige tre alternativer inkluderer det nylige tildelte SNII fase 1-området i den østlige delen, ble de øvrige delområdene lokalisert basert på en vurdering av beregnet energikostnad, energikart, dybdeforhold og vindretningsfordeling.

De tre alternativene med utarbeidede eksempelprosjekter er presentert i Figur 7-2 under. Områdene markert med mørkeblå farge på figurene er områder definert som særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) som bør unngås ved utarbeiding av potensielle havvindsområder.



Figur 7-2: Utredningsområdene SNII og Sørvest F med foreslåtte delområder og eksempelprosjekter.

7.3 Forventet årlig energiproduksjon

Forventet årlig energiproduksjon er beregnet i PARK-modulen i WindPRO basert på generert vindressurskart for det aktuelle området, effektkurver for valgt turbin type og vaketapsberegninger ved bruk av TurbOPark-modellen. Tabellene som presenteres i etterfølgende delkapitler viser estimert årlig energiproduksjon for hvert delområde for hvert utbyggingsalternativ, med og uten vindturbinene i de øvrige delområdene i det samme utbyggingsalternativet hensyntatt. Det er også inkludert tabeller som viser størrelsen på interne og eksterne vake- og blokkeringstap, både i prosent og i form av årlig energiproduksjon [GWh].

7.3.1 Alternativ 0 (SNII fase 1 (1500 MW) + SNII Vest (1500 MW))

Tabell 7-1: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)		
					Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SNII Vest
SNII fase 1	1496	13,5 x 7,8	2,93	8262,3	7745,1		7660,4
SNII Vest	1496	9,0 x 9,0	3,48	8237,4	7678,1	7641,9	

Tabell 7-2: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))		
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SNII Vest
SNII fase 1	1496	6,26		7,29
SNII Vest	1496	6,79	7,23	

Tabell 7-3: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)	
		SNII fase 1	SNII Vest
SNII fase 1	1496		1,03
SNII Vest	1496	0,44	

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)	
		SNII fase 1	SNII Vest
SNII fase 1	1496		84,7
SNII Vest	1496	36,1	

Tabell 7-4: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)		
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SNII Vest
SNII fase 1	1496	6637,9		6553,2
SNII Vest	1496	6574,2	6538,1	

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)		
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SNII Vest
SNII fase 1	1496	50,7		50,0
SNII Vest	1496	50,2	49,9	

Dette alternativet inkluderer det allerede utlyste SNII fase 1-området, samt et ekstra 1500 MW-område i den vestlige delen av utredningsområdet. Som det kommer frem av Tabell 7-2, beregnes interne vaketap for de to områdene på henholdsvis 6,3 og 6,8 %. Med noe høyere eksterne vaketap for SNII fase 1-området, ender de totale vaketapene omtrent likt for de to områdene på 7,2 og 7,3 %. Netto energiproduksjon ligger også omtrent likt rundt 6550 GWh/år, med beregnet netto kapasitetsfaktor på 50,0 % for SNII fase 1 og 49,9 % for SNII Vest.

7.3.2 Alternativ 1 (SNII fase 1 (1500 MW) + 3 x 1500 MW)

Tabell 7-5: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) er hensyntatt).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)					
					Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Midt	Interne + SV-F Sør	Interne + alle eksterne
SNII fase 1	1496	13,5 x 7,8	2,93	8262,3	7745,1		7687,1	7640,9	7670,2	7515,9
SV-F Nord	1496	9,0 x 9,0	3,47	8252,7	7707,4	7673,6		7624,5	7677,1	7573,8
SV-F Midt	1496	9,0 x 9,0	3,47	8243,8	7665,8	7621,1	7571,1		7521,0	7381,5
SV-F Sør	1496	9,0 x 9,0	3,47	8211,2	7658,0	7633,9	7618,8	7515,8		7472,7

Tabell 7-6: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))					
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Midt	Interne + SV-F Sør	Interne + alle eksterne
SNII fase 1	1496	6,26		6,96	7,52	7,17	9,03
SV-F Nord	1496	6,61	7,02		7,61	6,97	8,23
SV-F Midt	1496	7,01	7,55	8,16		8,77	10,46
SV-F Sør	1496	6,74	7,03	7,21	8,47		8,99

Tabell 7-7: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)				
		SNII fase 1	SV-F Nord	SV-F Midt	SV-F Sør	Samlet
SNII fase 1	1496		0,70	1,26	0,91	2,77
SV-F Nord	1496	0,41		1,00	0,37	1,62
SV-F Midt	1496	0,54	1,15		1,76	3,45
SV-F Sør	1496	0,29	0,48	1,73		2,26

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)				
		SNII fase 1	SV-F Nord	SV-F Midt	SV-F Sør	Samlet
SNII fase 1	1496		58,0	104,2	74,8	229,2
SV-F Nord	1496	33,8		82,9	30,3	133,6
SV-F Midt	1496	44,7	94,7		144,8	284,3
SV-F Sør	1496	24,1	39,2	142,2		185,2

Tabell 7-8: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige tap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)					
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Midt	Interne + SV-F Sør	Alle tap inkludert
SNII fase 1	1496	6637,9		6579,9	6533,8	6563,1	6408,8
SV-F Nord	1496	6601,6	6567,7		6518,7	6571,3	6468,0
SV-F Midt	1496	6561,1	6516,5	6466,4		6416,3	6276,8
SV-F Sør	1496	6557,7	6533,6	6518,5	6415,5		6372,4

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)					
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Midt	Interne + SV-F Sør	Alle tap inkludert
SNII fase 1	1496	50,7		50,2	49,9	50,1	48,9
SV-F Nord	1496	50,4	50,1		49,7	50,1	49,4
SV-F Midt	1496	50,1	49,7	49,3		49,0	47,9
SV-F Sør	1496	50,0	49,9	49,7	49,0		48,6

I tillegg til det allerede utlyste SNII fase 1-området, inkluderer dette alternativet ytterligere tre 1500 MW-områder vest for dette området. Som det fremgår av Tabell 7-6, beregnes interne vaketap

på 6,3 - 7,0 % for de fire områdene, mens de eksterne vaketapene ligger på 1,6 - 3,5 %. De høyeste vaketapene, både interne og eksterne, beregnes for delområdet SV-F Midt, som ligger midt i området. Beregnet netto energiproduksjon for de tre ekstra 1500 MW-områdene ligger mellom 6276 og 6468 GWh/år, mens netto kapasitetsfaktor ligger på mellom 47,9 og 49,4 %. De laveste verdiene beregnes for delområdet SN-F Midt, mens de høyeste verdiene beregnes for delområdet SV-F Nord.

7.3.3 Alternativ 2 (SNII fase 1 (1500 MW) + 2 x 2100 MW)

Tabell 7-9: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) er hensyntatt).

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)				
					Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Sør	Interne + alle eksterne
SNII fase 1	1496	13,5 x 7,8	2,93	8262,3	7745,1		7652,0	7625,7	7533,9
SV-F Nord	2090	9,0 x 9,0	3,48	11527,7	10646,2	10593,6		10503,7	10451,3
SV-F Sør	2090	9,0 x 8,6	3,47	11501,1	10543,0	10497,3	10400,6		10355,2

Tabell 7-10: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))				
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Sør	Interne + alle eksterne
SNII fase 1	1496	6,26		7,39	7,70	8,82
SV-F Nord	2090	7,65	8,10		8,88	9,34
SV-F Sør	2090	8,33	8,73	9,57		9,96

Tabell 7-11: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)			
		SNII fase 1	SV-F Nord	SV-F Sør	Samlet
SNII fase 1	1496		1,13	1,44	2,56
SV-F Nord	2090	0,46		1,24	1,69
SV-F Sør	2090	0,40	1,24		1,63

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)			
		SNII fase 1	SV-F Nord	SV-F Sør	Samlet
SNII fase 1	1496		93,1	119,4	211,2
SV-F Nord	2090	52,6		142,5	194,9
SV-F Sør	2090	45,6	142,4		187,8

Tabell 7-12: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

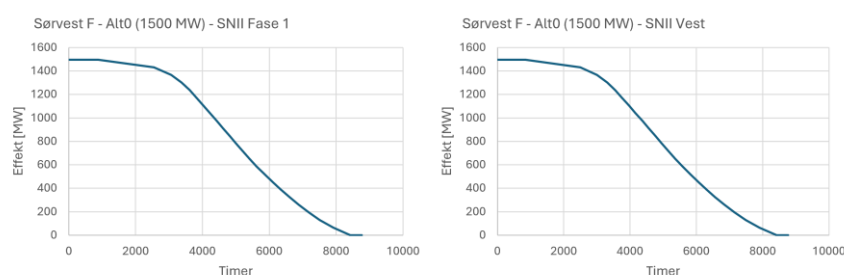
Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Sør	Alle tap inkludert
SNII fase 1	1496	6637,9		6544,9	6518,6	6426,7
SV-F Nord	2090	9101,5	9048,9		8958,9	8906,6
SV-F Sør	2090	9001,8	8956,2	8859,4		8814,1

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + SNII fase 1	Interne + SV-F Nord	Interne + SV-F Sør	Alle tap inkludert
SNII fase 1	1496	50,7		49,9	49,7	49,0
SV-F Nord	2090	49,7	49,4		48,9	48,6
SV-F Sør	2090	49,2	48,9	48,4		48,1

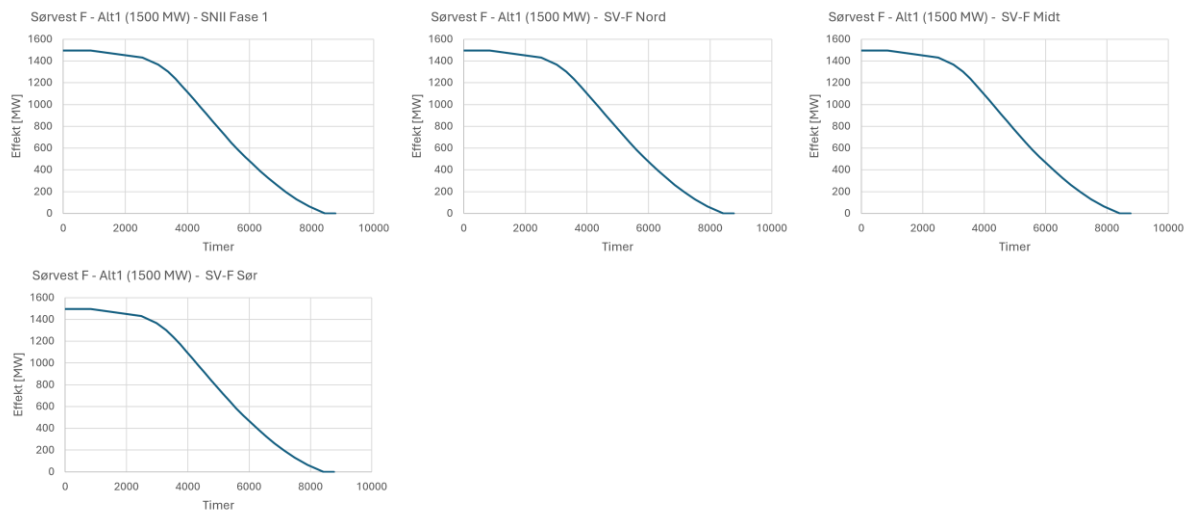
I tillegg til det allerede utlyste SNII fase 1-området, inkluderer dette alternativet to 2100 MW-områder i den vestlige delen. Som det kommer frem av Tabell 7-10, beregnes interne vaketap på 6,3 - 8,3 % for de tre områdene, mens de eksterne vaketapene ligger på 1,6 - 2,6 %. De høyeste interne vaketapene beregnes for de to største delområdene, SV-F Nord og SV-F Sør, mens det høyeste eksterne vaketapet beregnes for SNII fase 1-området. Som Tabell 7-12 viser er netto energiproduksjon for de to 2100 MW-områdene beregnet til 8814 og 8907 GWh/år, mens netto kapasitetsfaktor er beregnet til 48,1 og 48,6 %, med høyest verdier for SV-F Nord.

7.3.4 Varighetskurver

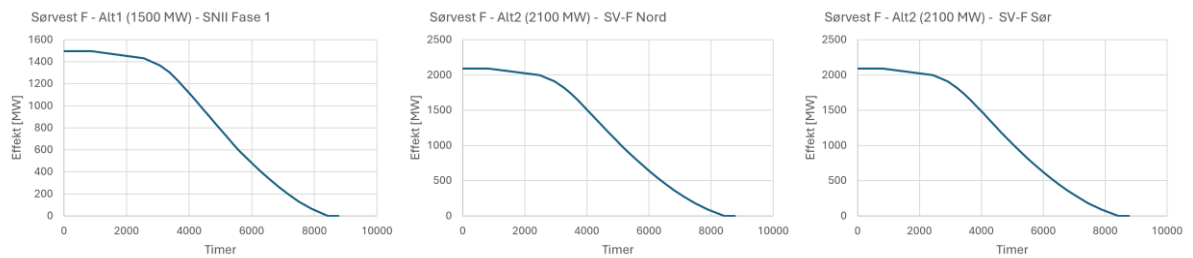
Representative varighetskurver for hvert delområde i hvert utbyggingsalternativ er presentert i Figur 7-3, Figur 7-4 og Figur 7-5. Disse viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-3: Varighetskurver for Sørvest F – Alternativ 0 (En kurve for hvert delområde).



Figur 7-4: Varighetskurver for Sørvest F – Alternativ 1 (En kurve for hvert delområde).



Figur 7-5: Varighetskurver for Sørvest F – Alternativ 2 (En kurve for hvert delområde).

7.4 Elektrisk infrastruktur

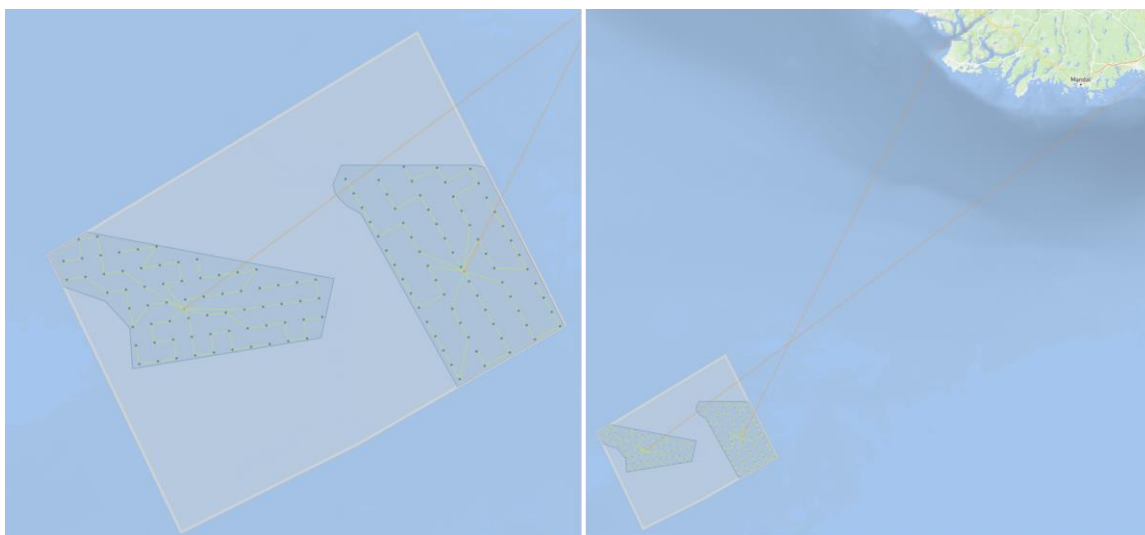
Foreslått nettilknytningsløsning for Sørvest F inkluderer 132 kV internkabling fra havvindturbinene til en bunnfast HVDC-omformerstasjon lokalisert midt i hvert delområde. Fra omformerstasjonen transporteres kraften med 320 kV HVDC eksportkabling til Kvinesdal transformatorstasjon for SNII fase 1 og 525 kV HVDC til Kristiansand transformatorstasjon for resterende delområder. De foreslåtte nettilknytningsløsningene per alternative inndeling av Sørvest F er illustrert i de påfølgende delkapitlene.

7.4.1 Sørvest F - Alternativ 0 (SNII fase 1 (1500 MW) + SNII Vest (1500 MW))

I foreslått nettilknytningsløsning for delområde SNII fase 1 transporteres kraften med 8x132 kV kabler til en bunnfast HVDC-omformerstasjon lokalisert midt i delområdet der spenningen konverteres fra 132 kV AC til 320 kV DC. Videre transporteres kraften med 2x320 kV DC-kabler til Kvinesdal transformatorstasjon. Det antas symmetrisk monopol kabel.

For delområdet SNII Vest transporteres kraften med 8x132 kV kabler til en bunnfast HVDC-omformerstasjon lokalisert midt i delområdet der spenningen konverteres fra 132 kV AC til 525 kV DC. Videre transporteres kraften med 2x525 kV DC- kabler til Kristiansand transformatorstasjon. Det antas bipol kabel.

Tabell 7-13 angir totale kabellengder og antall kabler for alternativ 0. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til omformerstasjonen, og antall kabler angir antall parallelle kabelstrekk fra havvinnanlegget til omformerstasjonen (se Figur 7-6). Total kabellengde 2x320 kV og 2x525 kV angir summen av kabellengdene til de parallelle eksportkablene.



Figur 7-6: Sørvest F - Alternativ 0 (SNII fase 1 (1500 MW) + SNII Vest (1500 MW)).

Tabell 7-13: Alternativ 0 (SNII fase 1 (1500 MW) + SNII Vest (1500 MW)).

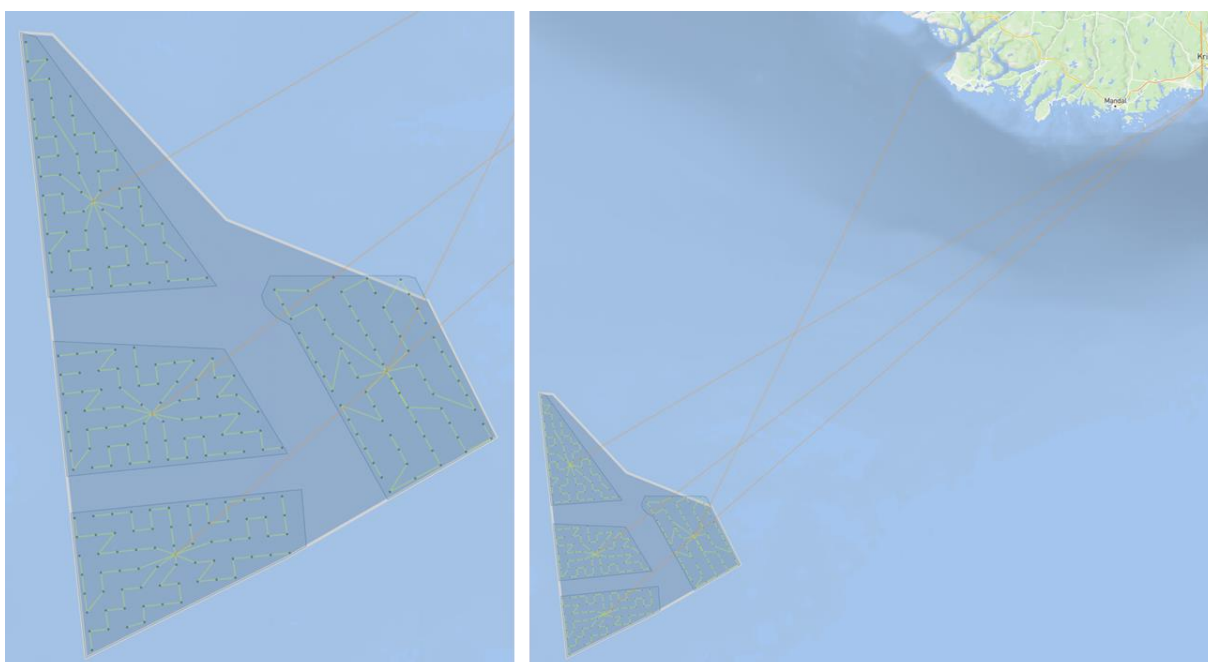
Alternativ 0	Installert kapasitet	132 kV kabel		525/320 kV HVDC kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
SNII fase 1	1496 MW	196 km	8	2 x 191 km	2 (320 kV DC)
SNII Vest	1496 MW	198 km	8	2 x 265 km	2 (525 kV DC)

7.4.2 Sørvest F - Alternativ 1 (SNII fase 1 (1500 MW) + 3 x 1500 MW)

I foreslått nettilknytningsløsning for delområdet SN II fase 1 transporteres kraften med 8x132 kV kabler til en bunnfast HVDC-omformerstasjon lokalisert midt i delområdet der spenningen konverteres fra 132 kV AC til 320 kV DC. Videre transporteres kraften med 2x320 kV DC-kabler til Kvidesdal transformatorstasjon. Det antas symmetrisk monopolkabel.

For resterende delområder transporteres kraften med 8x132 kV kabler per delområde til en bunnfast HVDC-omformerstasjon lokalisert midt i hvert delområde der spenningen konverteres fra 132 kV AC til 525 kV DC. Videre transporteres kraften med 2x525 kV DC-kabler per delområde til Kristiansand transformatorstasjon. Det antas bipolarkabel.

Tabell 7-14 gir totale kabellengder og antall kabler for alternativ 1. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til omformerstasjonen, og antall kabler angir antall parallelle kabelstrekk fra havvinnanlegget til omformerstasjonen (se Figur 7-7). Total kabellengde 2x320 kV og 2x525 kV angir summen av kabellengdene til de parallelle eksportkablene.



Figur 7-7: Alternativ 1 (SNII fase 1 (1500 MW) + 3 x 1500 MW).

Tabell 7-14: Sørvest F - Alternativ 1 (SNII fase 1 (1500 MW) + 3 x 1500 MW).

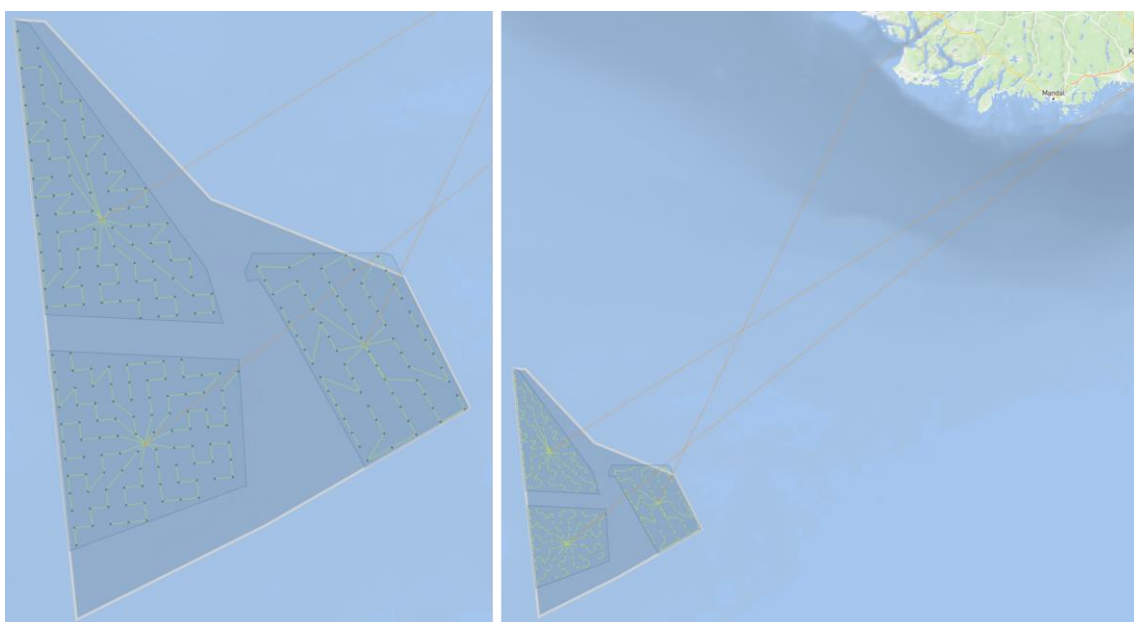
Alternativ 1	Installert kapasitet	132 kV kabel		525/320 kV HVDC kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
SNII fase 1	1496 MW	206 km	8	2 x 190 km	2 (320 kV)
SV-F Nord	1496 MW	196 km	8	2 x 250 km	2 (525 kV)
SV-F Midt	1496 MW	196 km	8	2 x 260 km	2 (525 kV)
SV-F Sør	1496 MW	191 km	8	2 x 270 km	2 (525 kV)

7.4.3 Sørvest F - Alternativ 2 (SNII fase 1 (1500 MW) + 2 x 2100 MW)

I foreslått nettilknytningsløsning for delområde SNII fase 1 transporteres kraften med 8x132 kV kabler til en bunnfast HVDC-omformerstasjon lokalisert midt i delområdet der spenningen konverteres fra 132 kV AC til 320 kV DC. Videre transporteres kraften med 2x320 kV DC-kabler til Kvinesdal transformatorstasjon. Det antas symmetrisk monopol kabel.

For resterende delområder transporteres kraften med 11x132 kV kabler per delområde til en bunnfast HVDC-omformerstasjon lokalisert midt i hvert delområde der spenningen konverteres fra 132 kV AC til 525 kV DC. Videre transporteres kraften med 2x525 kV DC-kabler per delområde til Kristiansand transformatorstasjon. Det antas bipol kabel.

Tabell 7-15 gir totale kabellengder og antall kabler for alternativ 2. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til omformerstasjonen, og antall kabler angir antall parallelle kabelstrekk fra havvinnanlegget til omformerstasjonen (se Figur 7-8). Total kabellengde 2x320 kV og 2x525 kV angir summen av kabellengdene til de parallelle eksportkablene.



Figur 7-8: Sørvest F - Alternativ 2 (SNII fase 1 (1500 MW) + 2 x 2100 MW).

Tabell 7-15: Sørvest F - Alternativ 2 (SNII fase 1 (1500 MW) + 2 x 2100 MW).

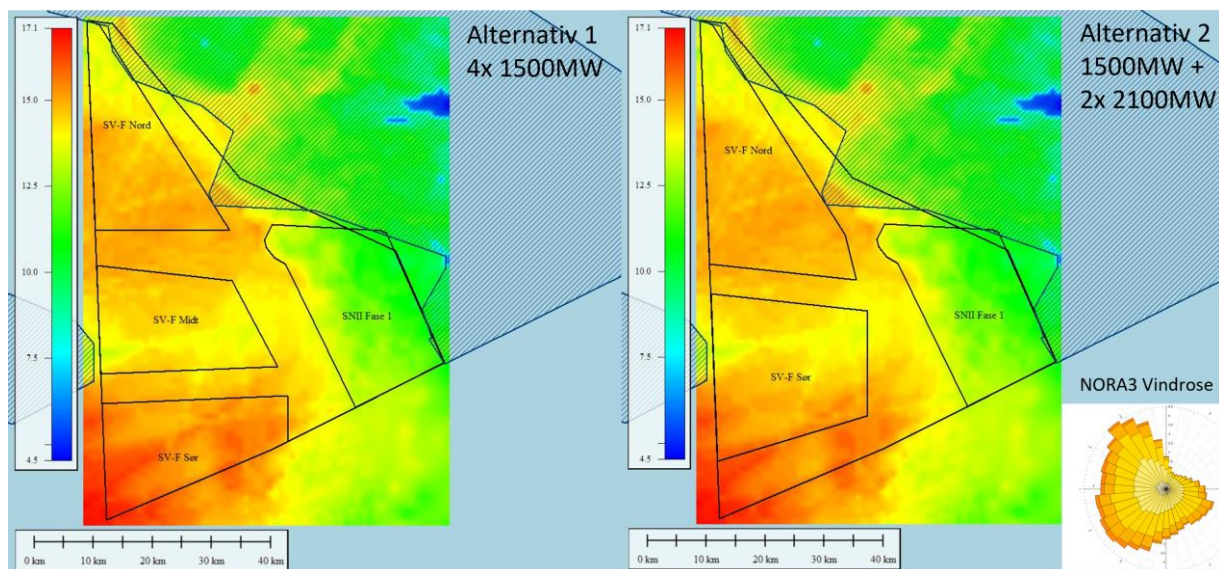
Alternativ 2	Installert kapasitet	132 kV kabel		525/320 kV HVDC kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
SNII fase 1	1496 MW	206 km	8	2 x 191 km	2 (320 kV)
SV-F Nord	2090 MW	295 km	11	2 x 251 km	2 (525 kV)
SV-F Sør	2090 MW	266 km	11	2 x 265 km	2 (525 kV)

7.5 Rangering av delområder

En rangering av delområdene innenfor Sørvest F-utredningsområdet er utført basert primært på energikostnadskartet, eksterne vaketap fra øvrige delområder relatert til utbyggingsrekkefølge og

resulterende kapasitetsfaktor, samt eksisterende infrastruktur i området der dette er relevant. Det påpekes at det ikke er gjort en rangering om delområdene i alternativ 0, ettersom dette kun inneholder ett ekstra delområde utover det allerede utlyste SNII fase 1-området.

Energikostnadskart med områdeavgrensninger benyttet i alternativ 1 og 2 er presentert i Figur 7-9 under.



Figur 7-9: Sørvest F – Energikostnadskart (normalisert) med utrednings- og delområder benyttet i alternativ 1 (venstre) og alternativ 2 (høyre).

7.5.1 Rangering av alternativer

Energipotensialet i Sørvest F er høyest i den nordøstlige delen av utredningsområdet og avtar proporsjonelt med avstand fra land. Dette, kombinert med de store havdybdene i sørvest, resulterer i følgende rangering:

1. **Alternativ 2:** Dette alternativet gir 300 MW lavere total installert kapasitet i forhold til alternativ 1, men vil gi større individuelle delområder som er bedre plassert i forhold til forventet energi og vanddybde.
2. **Alternativ 1:** Gir 300 MW høyere installert kapasitet, men vil plassere SV-F Sør i et område med lavere forventet energi og dypere havdybder som vil øke forventet energikostnad.

7.5.2 Rangering av delområder - Alternativ 1

SNII fase 1 er allerede planlagt. Rangering er derfor kun basert på de resterende tre delområdene i Sørvest F. Som det kommer frem i Tabell 7-8 er det relativt liten forskjell i netto energiproduksjon og kapasitetsfaktor mellom de tre resterende delområdene og rangeringen baseres derfor hovedsakelig på havdybder og energikostnad.

Basert på en totalvurdering rangeres delområdene i følgende rekkefølge:

3. **SV-F Midt:** Til tross for at dette delområdet har den laveste kapasitetsfaktoren etter at SNII fase 1 er utbygd, medfører relativt grunne bunnforhold at området lavest forventet energikostnad av de tre delområdene. Dette skyldes i hovedsak grunnere dybdeforhold enn de to øvrige delområdene.

4. **SV-F Nord:** Dette delområdet har høyest kapasitetsfaktor i alle vaketapsscenarioer og en relativt lav energikostnad. Med energikostnad som hovedvekt anbefales det likevel at delområdet prioriteres etter SV-F Midt.
5. **SV-F Sør:** Dette delområdet har høyest energikostnad grunnet dypere vann, lengst avstand til land og lavest forventet energipotensiale innenfor utredningsområdet og er derfor rangert sist av de tre delområdene.

7.5.3 Rangering av delområder - Alternativ 2

SNII fase 1 er allerede planlagt. Rangering er derfor kun basert på de to resterende delområdene i Sørvest F.

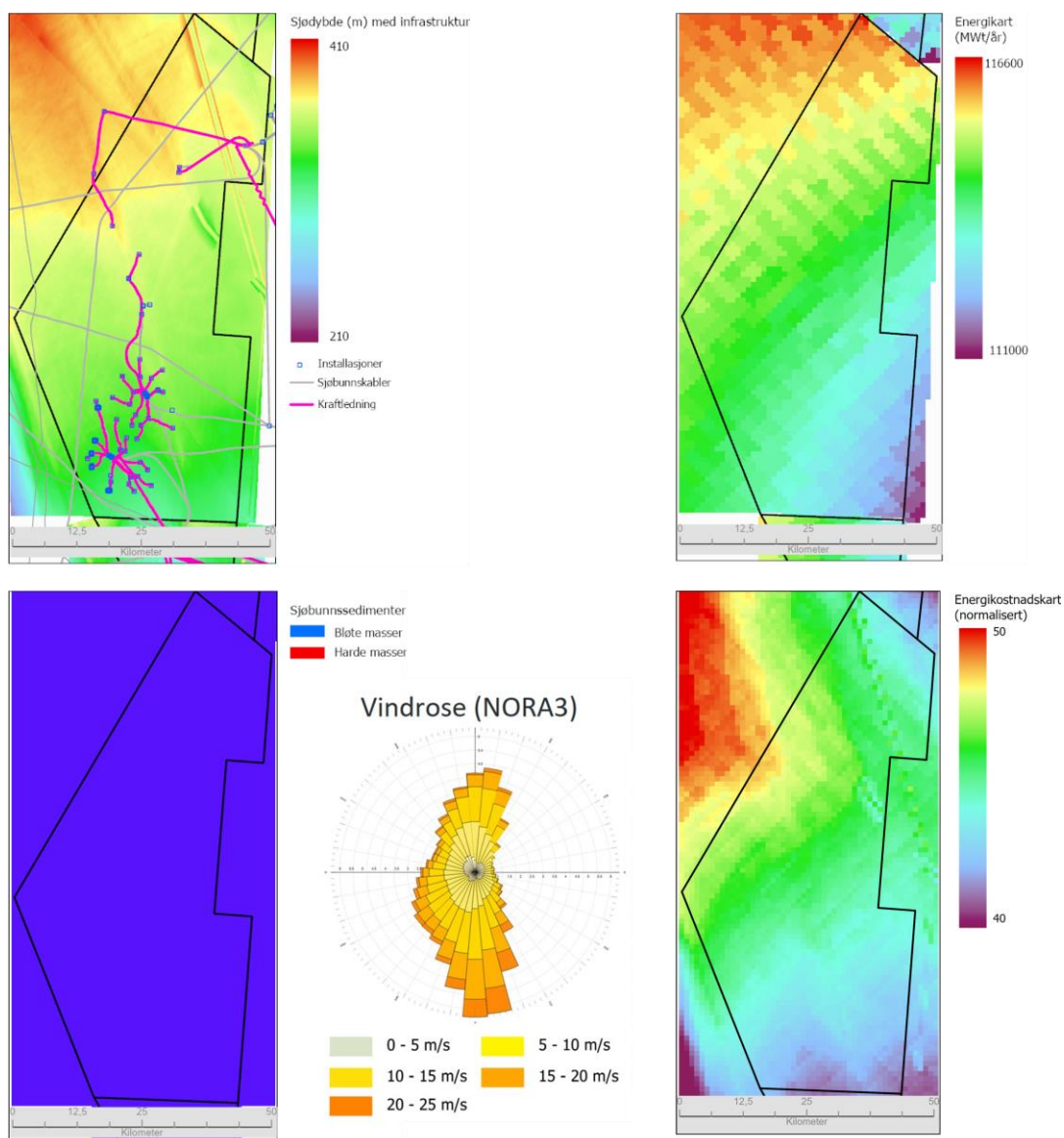
Basert på en totalvurdering rangeres delområdene i følgende rekkefølge:

1. **SV-F Nord:** Dette delområdet har høyest kapasitetsfaktor i alle vaketapsscenarioer og en relativt lav energikostnad.
2. **SV-F Sør:** På tross av at deler av dette delområdet har grunnere vann enn SV-F Nord har dette delområdet høyest energikostnad i alternativ 2 grunnet at majoriteten av delområdene befinner seg på dypere hav og har i tillegg et lavere energipotensiale enn resten av Sørvest F.

8. Resultater – Vestavind B

8.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med primære tekniske parametere, inkludert vanddybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart, samt vindrose for området er vist i Figur 8-1. Det er benyttet en felles regnbuegradient for alle kartlag, der røde nyanser representerer mindre ønskelige verdier (dypt vann/lav energi/høy kostnad) og blå eller fiolette nyanser representerer de mest ønskelige verdiene. Energifkostnadskartet er normalisert med en skala mellom 0 og 100, hvor 100 er høyest beregnet energikostnad for alle 20 evaluerte områdene (2025- og 2040-områdene) og 0 er lavest. Fargegradienten er skalert internt i hvert planområde for å bedre vise lokal variasjon. Mer informasjon om dette i kapittel 4.1. Merk at sedimentklassifisering av bunnforhold kun påvirkes i kostmodellen for dybder beregnet for flytende turbiner.



Figur 8-1: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 8-1 over har utredningsområdet de følgende karakteristikk:

- Vanndybden er egnet for flytende turbiner, med dybder som varierer mellom 310 og 385 m i utredningsområdet. Utredningsområdet anses som generelt dypt, med de grunneste områdene i sørlige del og gradvis dypere mot nord.
- Høyeste energiutbytte forventes i den nordvestlige delen av utredningsområdet og avtar mot sørøst.
- Troll, Fram og flere andre oljefelt er lokalisert innenfor utredningsområdet, med omfattende aktiv infrastruktur både over og under vann gjennom store deler av området. Planlegging/koordinering av infrastruktur i disse områdene vil være utfordrende for enhver utvikler utenom oljefeltoperatøren. Grunnet dette er store deler av rørstrukturen i Troll- og Fram-feltene ekskludert.
- Bunn sedimentet er generelt mykt og egnet for forankring med flukeanker over hele området, men grunnet ovennevnte infrastruktur på havbunnen forventes det at mer kostbare forankringsmetoder vil være nødvendig for å sikre stabil forankring. Merk at dette ikke er reflektert i energikostnadskartet.
- Til tross for et høyere forventet energipotensiale i den nordlige delen, medfører større havdybder i dette området at det er mindre attraktivt med hensyn på energikostnad. De laveste energikostnadene forventes i den sørlige delen av utredningsområdet.
- Med vinden tydelig langs nord/sør-aksen ville den ideelle orientering av delområdene vært øst/vest for å redusere vaketap fra naboturbiner. Med tanke på de smale dimensjonene i øst/vest-retning til utredningsområdet, samt olje- og gassinfrastrukturen som strekker seg nord/sør gjennom sentrum av området, vil de resterende tilgjengelige områdene tvinge delområdene inn i ugunstige nord/sør-orienteringer som vil resultere i betydelige vaketap.
- Det aktuelle utredningsområdet grenser mot utredningsområdene Vestavind A og C i henholdsvis nord og sør. Bufferavstandene mellom disse utredningsområdene må vurderes dersom samtlige av områdene skal bygges ut for å sikre minimum 5 km avstand mellom foreslåtte delområder. Påvirkning fra nærliggende utredningsområder er ikke hensyntatt i denne analysen.

8.2 Inndelingsalternativer og eksempelprosjekter

8.2.1 Forespurte alternativer og praktiske hensyn

I samarbeid med NVE ble det utformet flere eksempelprosjekter innenfor utredningsområdet. Antall turbiner og installert kapasitet for de individuelle eksempelprosjektene er vist i Tabell 5-6. Følgende fire alternativer ble vurdert:

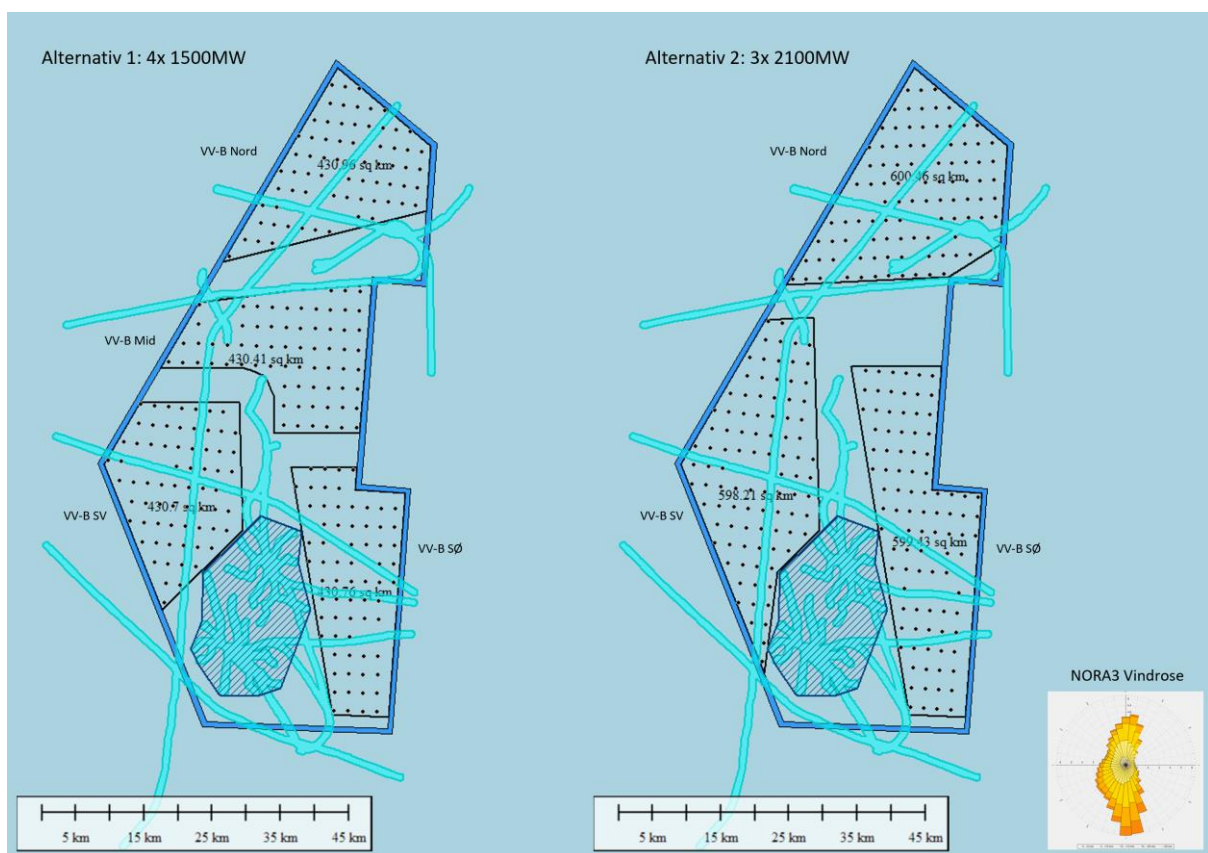
- **Alternativ 1:** 4 x 1500 MW eksempelprosjekter.
- **Alternativ 2:** 3 x 2100 MW eksempelprosjekter.
- **Alternativ 3:** ett optimalt plassert 500 MW eksempelprosjekt.
- **Alternativ 4:** ett optimalt plassert 1000 MW eksempelprosjekt.

8.2.2 Foreslåtte inndelinger

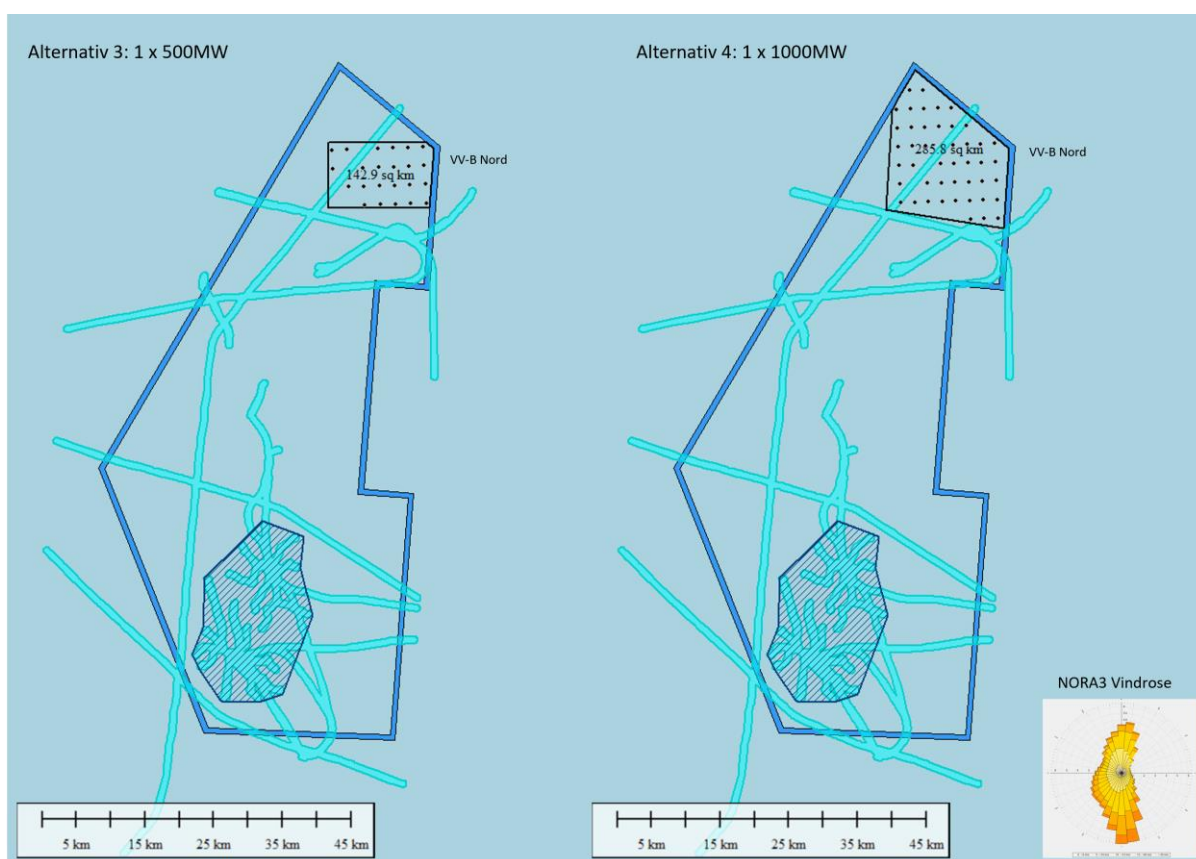
Som beskrevet i avsnitt 4.2, ble en buffer basert på vanndybden i delområdene benyttet for å sikre at all ankring holder seg innenfor grensene av utredningsområdet, samt at turbinbladene ikke sveiper

utenfor sine respektive delområder mens turbinflåtene driver. Med en gjennomsnittlig dybde på 355 m, forventes turbinene å drive 125 m (0,35 x vanndybde). Ved å kombinere dette med rotorradien på 143 m ble en buffer på 268 m til grensen av delområdet brukt for turbinplassering. Forankringsavtrykket forventes å være 1065 m (3 x vanndybde). Med tanke på turbinplasseringsbufferen nevnt over, ble bufferen mellom utredningsområdet og delområdegrensene satt til 800 m ($1065 - 268 = 797$ m, justert til 800 m).

En 500 m buffer på begge sider av rørledningene som befinner seg i området ble også hensyntatt ved plassering av turbiner i delområdene. Denne bufferen ble også brukt som basis for den større buffersonen rundt Troll og Fram (som vist i Figur 8-2). For å unngå veldig smale områder parallelt med hovedvindretningene ble det også benyttet en 2,5-km buffer langs den sørøstlige grensen. De to første alternativene, som maksimerer bruk av utredningsområdet, er presentert i Figur 8-2, mens de øvrige to alternativene med optimalt plasserte enkeltprosjekter på 500 og 1000 MW er presentert i Figur 8-3.



Figur 8-2: Vestavind B foreslåtte inndelinger, alternativ 1 (venstre) og alternativ 2 (høyre).



Figur 8-3: Vestavind B foreslåtte inndelinger, alternativ 3 (venstre) og alternativ 4 (høyre).

8.3 Forventet årlig energiproduksjon

Forventet årlig energiproduksjon er beregnet i PARK-modulen i WindPRO basert på generert vindressurskart for det aktuelle området, effektkurver for valgt turbinetype og vaketapsberegninger ved bruk av TurbOPark-modellen. Tabellene som presenteres i etterfølgende delkapitler viser estimert årlig energiproduksjon for hvert delområde for hvert utbyggingsalternativ, med og uten vindturbinene i de øvrige delområdene i det samme utbyggingsalternativet hensyntatt. Det er også inkludert tabeller som viser størrelsen på interne og eksterne vake- og blokkeringstap, både i prosent og i form av årlig energiproduksjon [GWh].

Ettersom alternativ 3 og alternativ 4 hver kun inneholder ett eksempelprosjekt, uten eksterne vaketap inkludert, er resultatene for disse alternativene presentert samlet i én tabell (Tabell 8-9).

8.3.2 Alternativ 1 (4 x 1500 MW)

Tabell 8-1: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt).

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)					
					Kun interne	Interne + VV-B Nord	Interne + VV-B Midt	Interne + VV-B SV	Interne + VV-B SØ	Interne + alle eksterne
VV-B Nord	1496	9,3 x 7,1	3,47	7653,7	7138,5		7028,6	7098,3	7109,3	6981,1
VV-B Midt	1496	10,0 x 7,5	3,48	7616,9	7124,7	7012,3		6998,4	7048,7	6810,3
VV-B SV	1496	10,0 x 7,1	3,47	7629,6	7067,5	7034,0	6981,7		7036,4	6928,7
VV-B SØ	1496	9,5 x 7,3	3,47	7451,6	6904,3	6871,2	6818,3	6841,4		6735,3

Tabell 8-2: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))					
		Kun interne	Interne + VV-B Nord	Interne + VV-B Midt	Interne + VV-B SV	Interne + VV-B SØ	Interne + alle eksterne
VV-B Nord	1496	6,73		8,17	7,26	7,11	8,79
VV-B Midt	1496	6,46	7,94		8,12	7,46	10,59
VV-B SV	1496	7,37	7,81	8,49		7,77	9,19
VV-B SØ	1496	7,35	7,79	8,50	8,19		9,61

Tabell 8-3: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)				
		VV-B Nord	VV-B Midt	VV-B SV	VV-B SØ	Samlet
VV-B Nord	1496		1,44	0,52	0,38	2,06
VV-B Midt	1496	1,48		1,66	1,00	4,13
VV-B SV	1496	0,44	1,12		0,41	1,82
VV-B SØ	1496	0,44	1,15	0,84		2,27

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)				
		VV-B Nord	VV-B Midt	VV-B SV	VV-B SØ	Samlet
VV-B Nord	1496		109,9	40,1	29,1	157,4
VV-B Midt	1496	112,4		126,4	76,1	314,4
VV-B SV	1496	33,5	85,8		31,1	138,8
VV-B SØ	1496	33,1	86,0	62,9		169,0

Tabell 8-4: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)					
		Kun interne	Interne + VV-B Nord	Interne + VV-B Midt	Interne + VV-B SV	Interne + VV-B SØ	Alle tap inkludert
VV-B Nord	1496	5921,5		5811,7	5881,4	5892,4	5764,1
VV-B Midt	1496	5913,7	5801,2		5787,3	5837,6	5599,2
VV-B SV	1496	5854,4	5820,9	5768,6		5823,3	5715,6
VV-B SØ	1496	5719,5	5686,4	5633,5	5656,6		5550,5

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)					
		Kun interne	Interne + VV-B Nord	Interne + VV-B Midt	Interne + VV-B SV	Interne + VV-B SØ	Alle tap inkludert
VV-B Nord	1496	45,2		44,3	44,9	45,0	44,0
VV-B Midt	1496	45,1	44,3		44,2	44,5	42,7
VV-B SV	1496	44,7	44,4	44,0		44,4	43,6
VV-B SØ	1496	43,6	43,4	43,0	43,2		42,4

Som det kommer frem av Tabell 8-2 beregnes interne vaketap på 6,5 - 7,4 % for de fire delområdene i dette alternativet, mens de eksterne vaketapene ligger mellom 1,8 - 4,0 %. De høyeste interne vaketapene beregnes for VV-B SV og VV-B SØ, mens de totale vaketapene er høyest for VV-B Midt ettersom turbinene i dette delområdet påvirkes av vakene fra andre delområder ved vind fra begge de hyppigste vindretningene. Beregnet netto energiproduksjon (P50) for de fire delområdene i dette alternativet ligger på mellom 5550,5 og 5764,1 GWh/år, med høyest estimert produksjon i det nordlige delområdet (VV-B Nord), etterfulgt av det sørvestlige (VV-B SV) og det midtre (VV-B Midt). Lavest produksjon beregnes for det sørøstlige delområdet (VV-B SØ). Beregnet netto kapasitetsfaktor ligger på mellom 42,4 og 44,0 % som er relativt lavt sammenlignet med Vestavind F og Sørvest F, og skyldes størrelsen på de forventede produksjonstapene i dette området.

8.3.3 Alternativ 2 (3 x 2100 MW)

Tabell 8-5: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) er hensyntatt).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Turbinavstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap (interne/eksterne) hensyntatt)				
					Kun interne	Interne + VV-B Nord	Interne + VV-B SV	Interne + VV-B SØ	Interne + alle eksterne
VV-B Nord	2090	9,5 x 7,0	3,48	10685,2	9840,8		9747,3	9753,1	9661,3
VV-B SV	2090	9,6 x 7,6	3,49	10663,4	9780,7	9709,2		9711,1	9640,8
VV-B SØ	2090	10,0 x 7,0	3,49	10466,2	9637,1	9540,5	9486,2		9389,7

Tabell 8-6: Oversikt over beregnede blokkerings- og vaketap (interne/eksterne).

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale vaketap [%] (blokkerings- og vaketap (interne/eksterne))				
		Kun interne	Interne + VV-B Nord	Interne + VV-B SV	Interne + VV-B SØ	Interne + alle eksterne
VV-B Nord	2090	7,90		8,78	8,72	9,58
VV-B SV	2090	8,28	8,95		8,93	9,59
VV-B SØ	2090	7,92	8,84	9,36		10,29

Tabell 8-7: Oversikt over beregnede eksterne vaketap i prosent og årlig energiproduksjon.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [%] (fra følgende områder)			
		VV-B Nord	VV-B SV	VV-B SØ	Samlet
VV-B Nord	2090		0,87	0,82	1,68
VV-B SV	2090	0,67		0,65	1,31
VV-B SØ	2090	0,92	1,44		2,36

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Totale eksterne vaketap [GWh/år] (fra følgende områder)			
		UN Nord	UN Midt	UN Sør	Samlet
VV-B Nord	2090		93,4	87,7	179,5
VV-B SV	2090	71,5		69,6	139,9
VV-B SØ	2090	96,5	150,8		247,3

Tabell 8-8: Netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto energiproduksjon (P50) [GWh/år] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Alle tap inkludert
VV-B Nord	2090	8141,8		8048,4	8054,1	7962,3
VV-B SV	2090	8085,2	8013,7		8015,7	7945,4
VV-B SØ	2090	7972,9	7876,4	7822,1		7725,6

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Netto kapasitetsfaktor [%] (Med interne/eksterne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)				
		Kun interne	Interne + UN Nord	Interne + UN Midt	Interne + UN Sør	Alle tap inkludert
VV-B Nord	2090	44,5		44,0	44,0	43,5
VV-B SV	2090	44,2	43,8		43,8	43,4
VV-B SØ	2090	43,5	43,0	42,7		42,2

Som det kommer frem av Tabell 8-6 beregnes interne vaketap på 7,9 - 8,3 % for de tre delområdene i dette alternativet, mens de eksterne vaketapene ligger mellom 1,3 - 2,4 %. De høyeste interne vaketapene beregnes for VV-B SV, mens de totale vaketapene er høyest for VV-B SØ. Beregnet netto energiproduksjon (P50) for de tre delområdene i dette alternativet ligger på mellom 7725,6 og 7962,3 GWh/år, med høyest estimert produksjon i det nordlige delområdet (VV-B Nord), relativt tett etterfulgt av det sørvestlige (VV-B SV). Lavest produksjon beregnes for det sørøstlige delområdet (VV-B SØ). Som Tabell 8-8 viser ligger beregnet netto kapasitetsfaktor for dette alternativet på mellom 42,2 og 43,5 %.

som er relativt lavt sammenlignet med Vestavind F og Sørvest F, og skyldes størrelsen på de forventede produksjonstapene i dette området.

8.3.4 Alternativ 3 (1 x 500 MW) og alternativ 4 (1 x 1000 MW)

Tabell 8-9: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

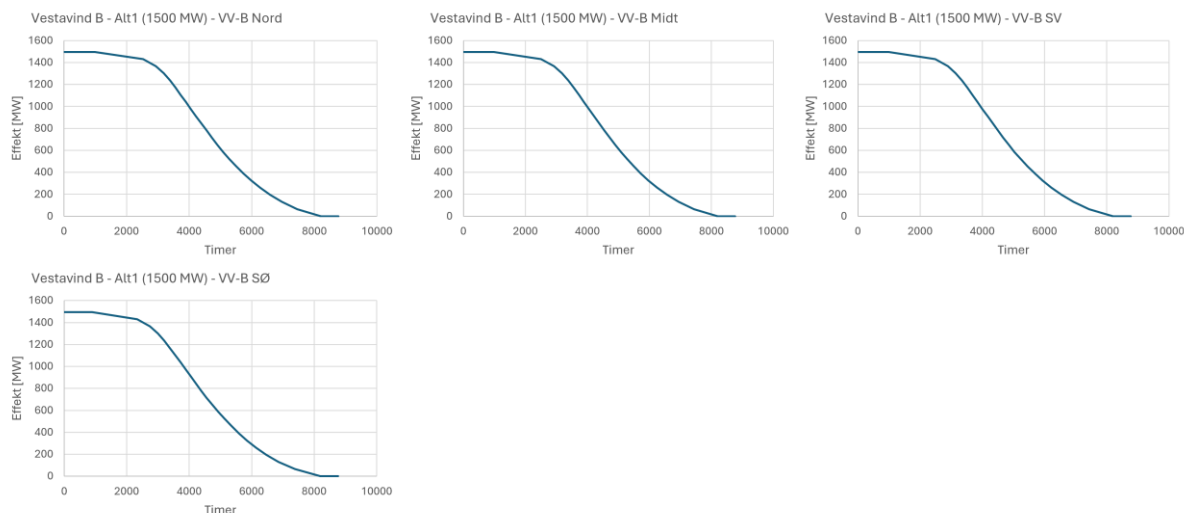
Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og interne vaketap hensyntatt)	Vaketap [%] (blokkering s- og interne vaketap)	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år] (Med interne vake- og blokkeringstap + øvrige tap)	Netto kapasitet s-faktor [%]
VV-B Nord (alt. 3)	506	9,5 x 7,8	3,54	2579,7	2480,0	3,87	15,9	2069,8	46,7
VV-B Nord (alt. 4)	990	9,5 x 7,0	3,46	5057,8	4760,5	5,88	15,9	3956,4	45,6

Basert på energikostnadskartet i Figur 8-1 er det den nordøstlige og den sørlige delen av utredningsområdet som er mest attraktiv for utbygging av havvind innenfor det aktuelle utredningsområdet. Den nordlige delen har større havdybder, noe som gjør den sørlige delen mer fordelaktig. Grunnet mindre omfang av annen infrastruktur og større energipotensiale i den nordlige delen, samt relativ lav energikostnad i den nordøstlige delen, ble nord valgt ut for plassering av de optimale 500 MW- og 1000 MW-områdene. Det er ikke tatt hensyn til kapasitet i kraftnettet på land, behovet for oppgraderinger av eksisterende nett og hvor i kraftsystemet det er mest hensiktsmessig å få inn ny kraftproduksjon. Dette vil bli dekket av en egen fagutredning utført av Statnett.

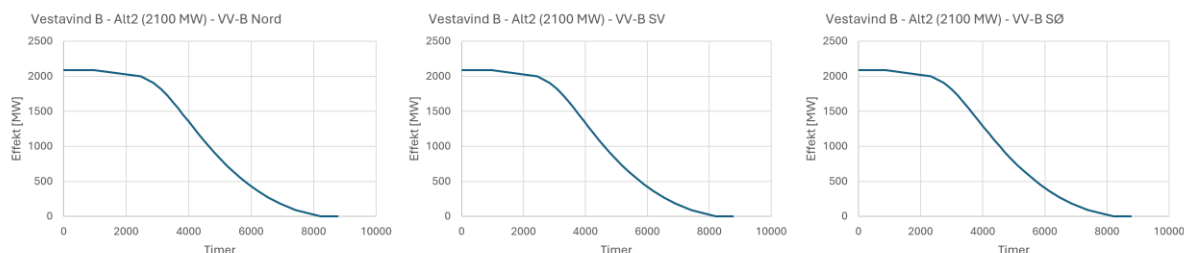
Det er gode vindforhold og stort energipotensiale i dette området. Som Tabell 8-9 viser er netto energiproduksjon beregnet til henholdsvis 2069,8 og 3956,4 GWh/år for de to delområdene, med tilhørende netto kapasitetsfaktor på 46,7 og 45,6 %. Ettersom dette er enkeltstående eksempelprosjekter uten ekstern vakepåvirkning er de beregnede netto kapasitetsfaktorene høyere enn beregnet for alternativ 1 og 2, men som beskrevet for alternativ 1 og 2 er nivået likevel relativt lavt grunnet størrelsen på de forventede produksjonstapene.

8.3.6 Varighetskurver

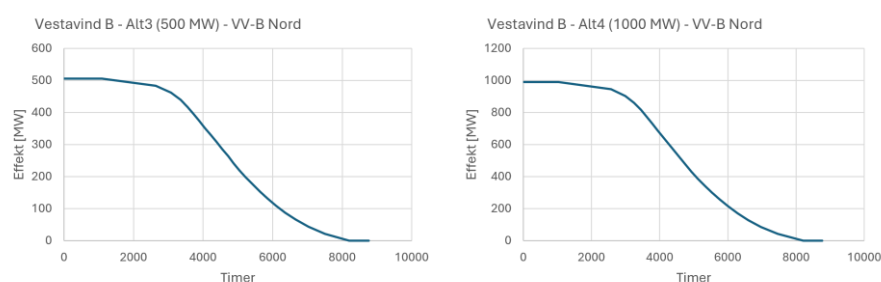
Representative varighetskurver for hvert delområde i hvert utbyggingsalternativ er presentert i Figur 8-4 og Figur 8-5. Disse viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 8-4: Varighetskurver for Vestavind B – Alternativ 1 (En kurve for hvert delområde).



Figur 8-5: Varighetskurver for Vestavind B – Alternativ 2 (En kurve for hvert delområde).



Figur 8-6: Varighetskurver for Vestavind B – Alternativ 3 (venstre) og Alternativ 4 (høyre).

8.4 Elektrisk infrastruktur

Foreslått nettilknytningsløsning for Vestavind B inkluderer 132 kV kabling mellom havvindturbinene til en transformatorstasjon på land eller på en av øyene. Der økes spenningen til 420 kV før kablingen tilknyttes angitt nettilknytningspunkt Grov transformatorstasjon for de nordligste delområdene og Øygården transformatorstasjon for de sørligste delområdene. De foreslåtte nettilknytningsløsningene per alternative inndeling av Vestavind B er illustrert i de påfølgende delkapitlene.

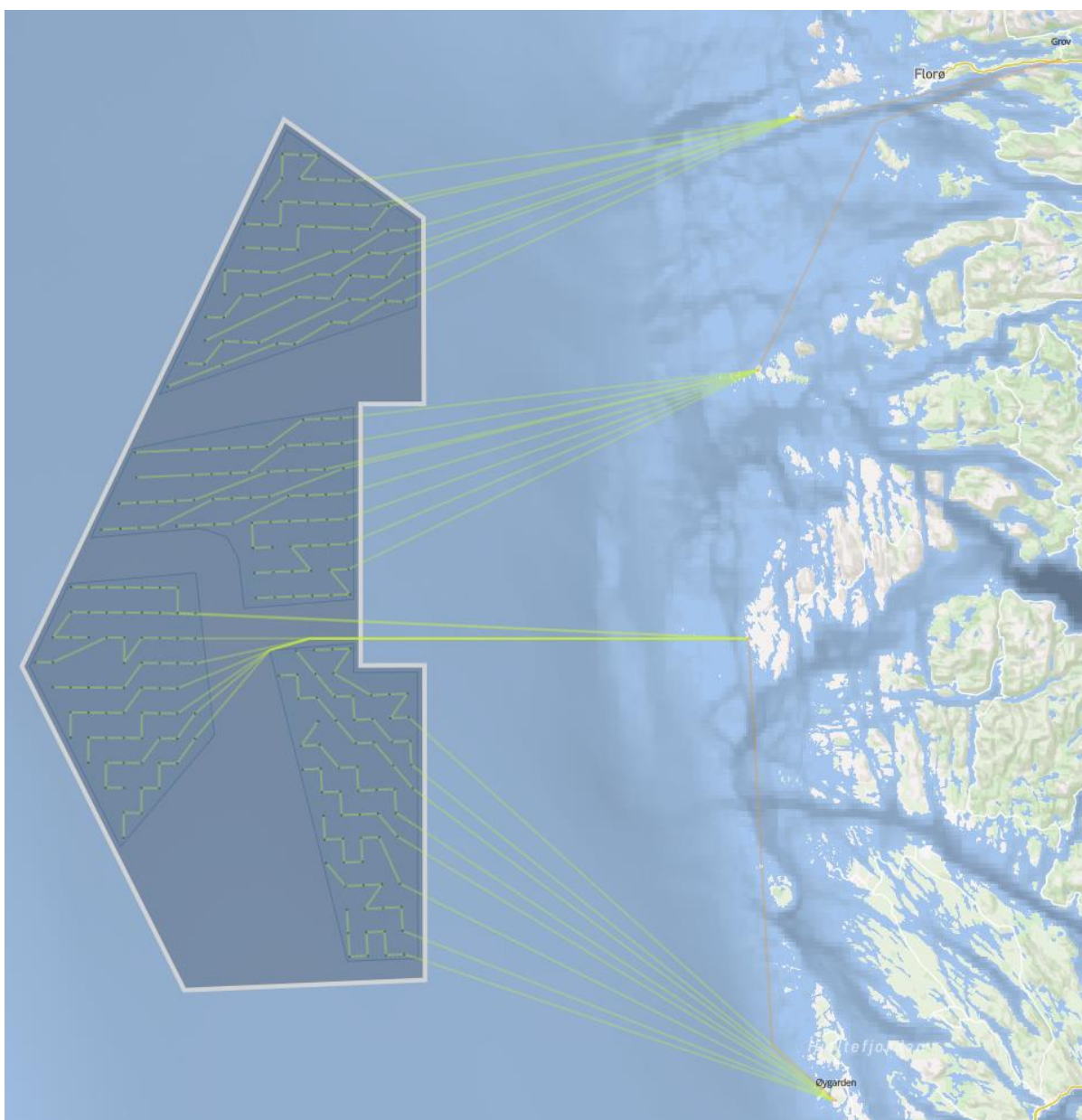
For de foreslåtte nettilknytningsløsningene er lengden på 132 kV kabling fra havvindområdet til transformatorstasjonen på en av øyene mer enn 60 km for noen av delområdene. Som presentert i

kapittel 3.2 er 60 km en kritisk grense ved 132 kV kabling før det er behov for reaktiv kompensering. Det kan dermed være behov for reaktiv kompensering til havs, på en av øyene eller på land for å kompensere for reaktiv effektproduksjon i kablene.

8.4.1 Vestavind B - Alternativ 1 (4 x 1500 MW)

I foreslått nettilknytningsløsning for det nordligste delområdet (VV-B Nord) transporteres kraften med 8x132 kV kabler per delområde til en transformatorstasjon på en av øyene (Kinn) der spenningen økes til 420 kV før videre tilknytning til Grov transformatorstasjon med 3x420 kV sjøkabel.

For det midtre delområdet (VV-B Midt) transporteres kraften med 8x132 kV kabler per delområde til en transformatorstasjon på en av øyene (Værlandet) der spenningen økes til 420 kV før videre tilknytning til Grov transformatorstasjon med 3x420 kV sjøkabel.



Figur 8-7: Vestavind B - Alternativ 1 (4 x 1500 MW).

Det foreslås at det sørvestre delområdet (VV-B SV) tilknyttes med 8x132 kV kabler til en transformatorstasjon på Hjørnevåg der spenningene økes til 420 kV, før videre tilknytning til Øygarden transformatorstasjon med 3x420 kV sjøkabel.

Det sørøstre delområdet (VV-B SØ) foreslås tilknyttet med 8x132 kV kabler direkte til Øygarden transformatorstasjon.

Tabell 8-10 angir totale kabellengder og antall kabelkjeder for alternativ 1. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til transformatorstasjonen. Foreslått løsning er vist i Figur 8-7.

Tabell 8-10: Alternativ 1 (4 x 1500 MW) Oversikt over lengder og antall kabler for alternativ 1.

Alternativ 1	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
VV-B Nord	1496 MW	615 km	8	3 x 31 km	3
VV-B Midt	1496 MW	609 km	8	3 x 52 km	3
VV-B SV	1496 MW	712 km	8	3 x 56 km	3
VV-B SØ	1496 MW	670 km	8	-	-

8.4.2 Vestavind B – Alternativ 2 (3 x 2100 MW)

I foreslått nettilknytningsløsning for det nordligste delområdet (VV-B Nord) vil kraften transporteres med 11x132 kV kabler per delområde til en transformatorstasjon på en av øyene (Kinn) der spenningen økes til 420 kV før videre tilknytning til Grov transformatorstasjon med 4x420 kV sjøkabel.

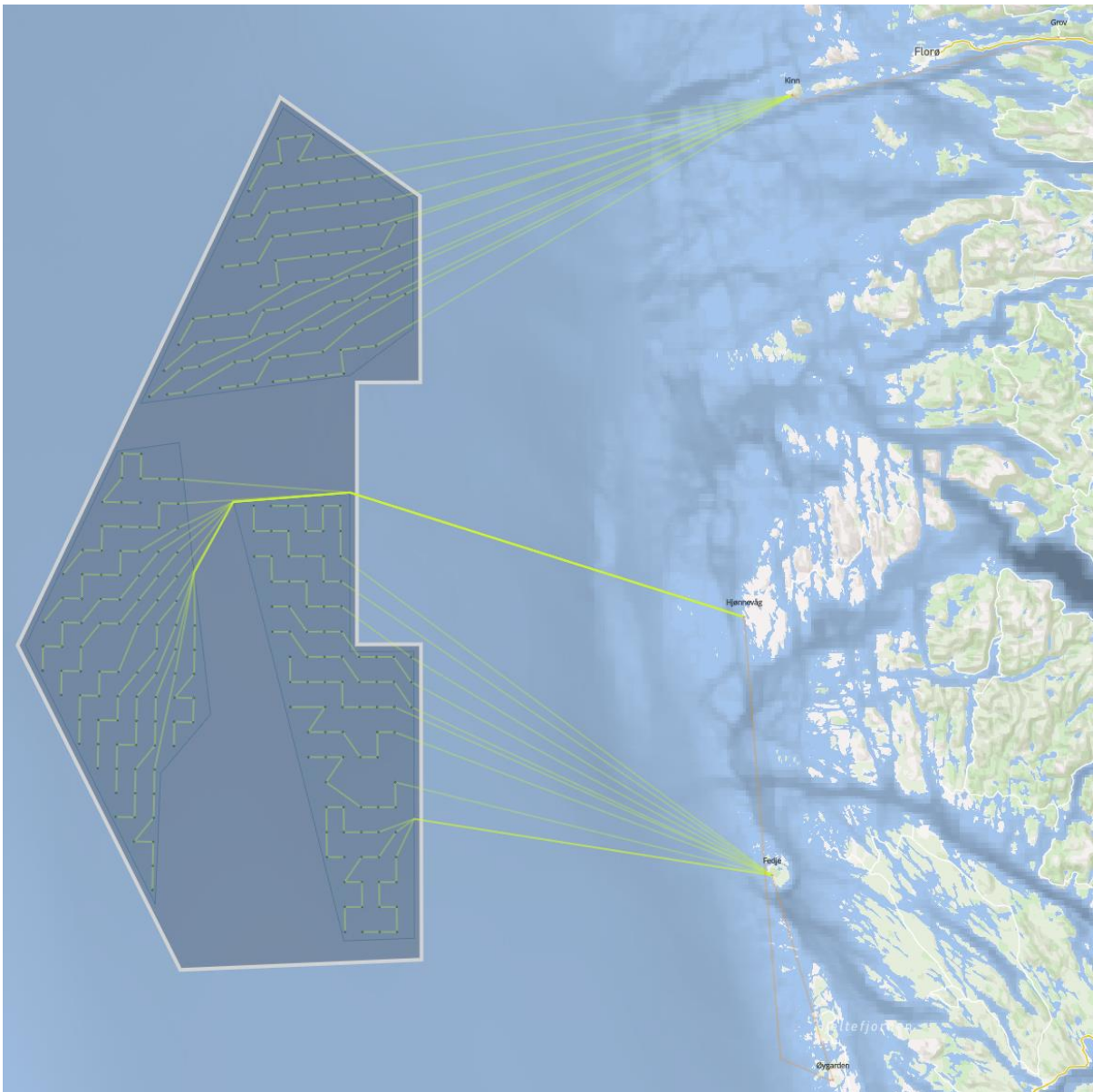
Det foreslås at det sørvestre delområdet (VV-B SV) tilknyttes med 11x132 kV kabler til en transformatorstasjon på Hjørnevåg der spenningene økes til 420 kV før videre tilknytning til Øygarden transformatorstasjon med 4x420 kV sjøkabel.

Det sørøstre delområdet (VV-B SØ) foreslås tilknyttet med 11x132 kV kabler til en transformatorstasjon på Fedje der spenningene økes til 420 kV før videre tilknytning til Øygarden transformatorstasjon med 4x420 kV sjøkabel.

Tabell 8-11 gir totale kabellengder og antall kabelkjeder for alternativ 2. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til transformatorstasjonen. Foreslått løsning er vist i Figur 8-8.

Tabell 8-11: Alternativ 2 (3 x 2100 MW) Oversikt over lengder og antall kabler for alternativ 2.

Alternativ 2	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
VV-B Nord	2090 MW	857 km	11	4 x 31 km	4
VV-B SV	2090 MW	1104 km	11	4 x 57 km	4
VV-B SØ	2090 MW	809 km	11	4 x 25 km	4



Figur 8-8: Vestavind B – Alternativ 2 (3 x 2100 MW).

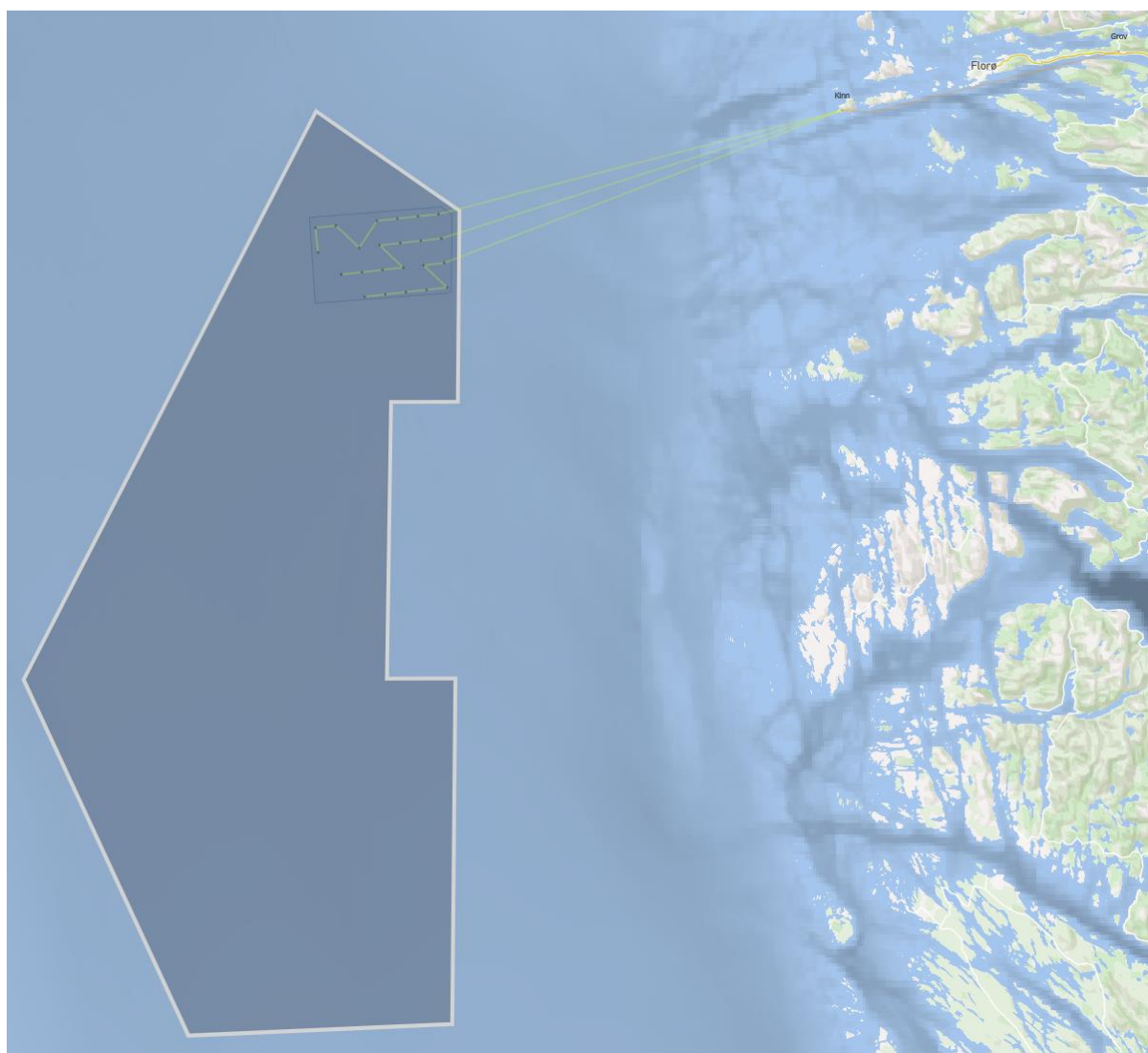
8.4.4 Vestavind B – Alternativ 3 (500 MW)

I foreslått nettilknytningsløsning for delområdet transporteres kraften med 3x132 kV kabler til en transformatorstasjon på en av øyene (Kinn) der spenningene økes til 420 kV før videre tilknytning til Grov transformatorstasjon med en 420 kV kabel.

Tabell 8-12 gir totale kabellengder og antall kabler for alternativ 3. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til transformatorstasjonen. Foreslått løsning er vist i Figur 8-9.

Tabell 8-12: Alternativ 3 (500 MW) Oversikt over lengder og antall kabler for Alternativ 3.

Alternativ 3	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
VV-B Nord	506 MW	203 km	3	31 km	1



Figur 8-9: Vestavind B – Alternativ 3 (500 MW).

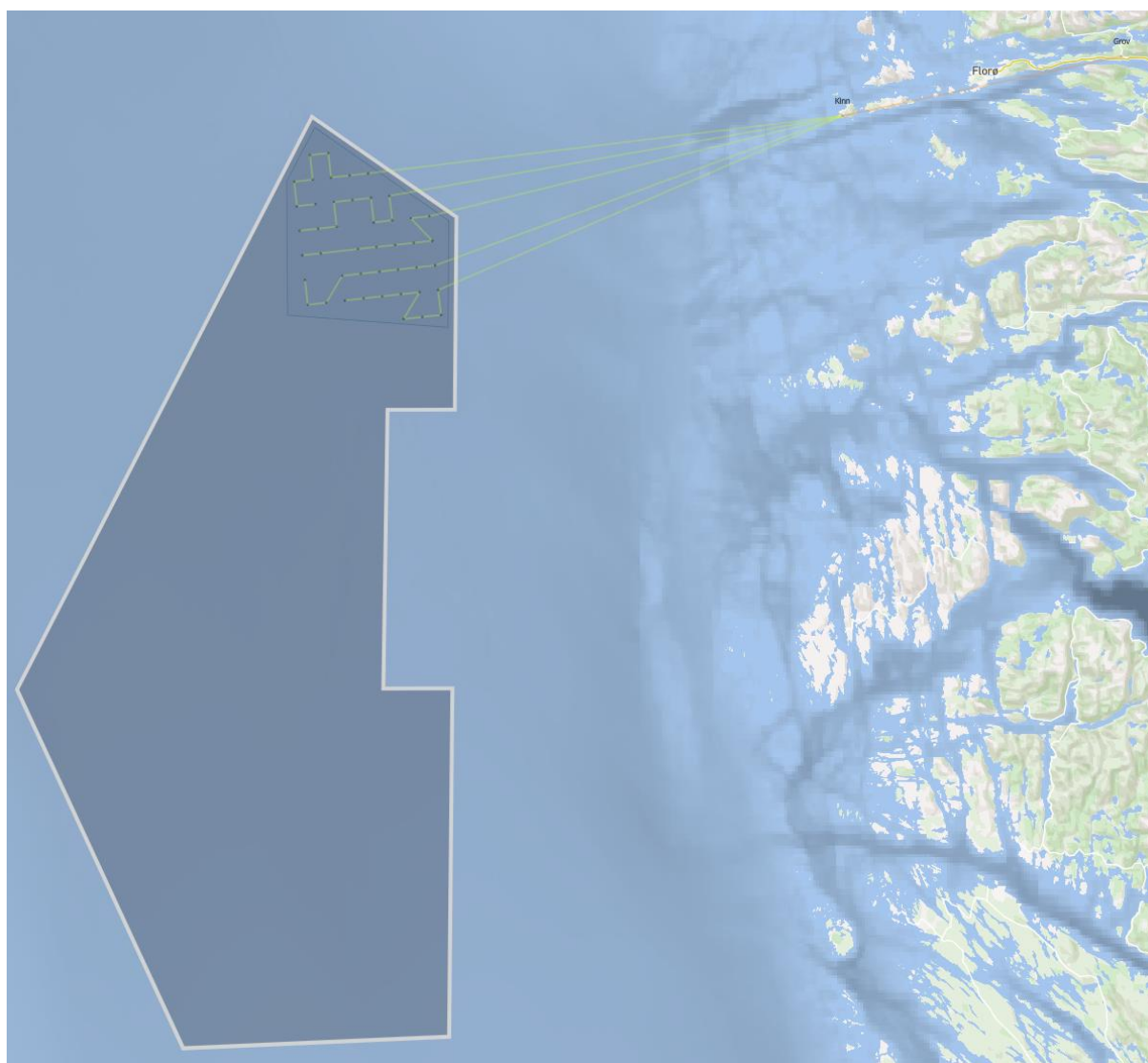
8.4.5 Vestavind B – Alternativ 4 (1000 MW)

I foreslått nettilknytningsløsning for delområdet transporteres kraften med 5x132 kV kabler til en transformatorstasjon på en av øyene (Kinn) der spenningene økes til 420 kV før videre tilknytning til Grov transformatorstasjon med 2x420 kV kabel.

Tabell 8-13 gir totale kabellengder og antall kabler for alternativ 4. Total kabellengde 132 kV angir summen av alle 132 kV kabelkjeder mellom havvindturbinene og fram til transformatorstasjonen. Foreslått løsning er vist i Figur 8-10.

Tabell 8-13: Alternativ 4 (1000 MW) Oversikt over lengder og antall kabler for alternativ 4.

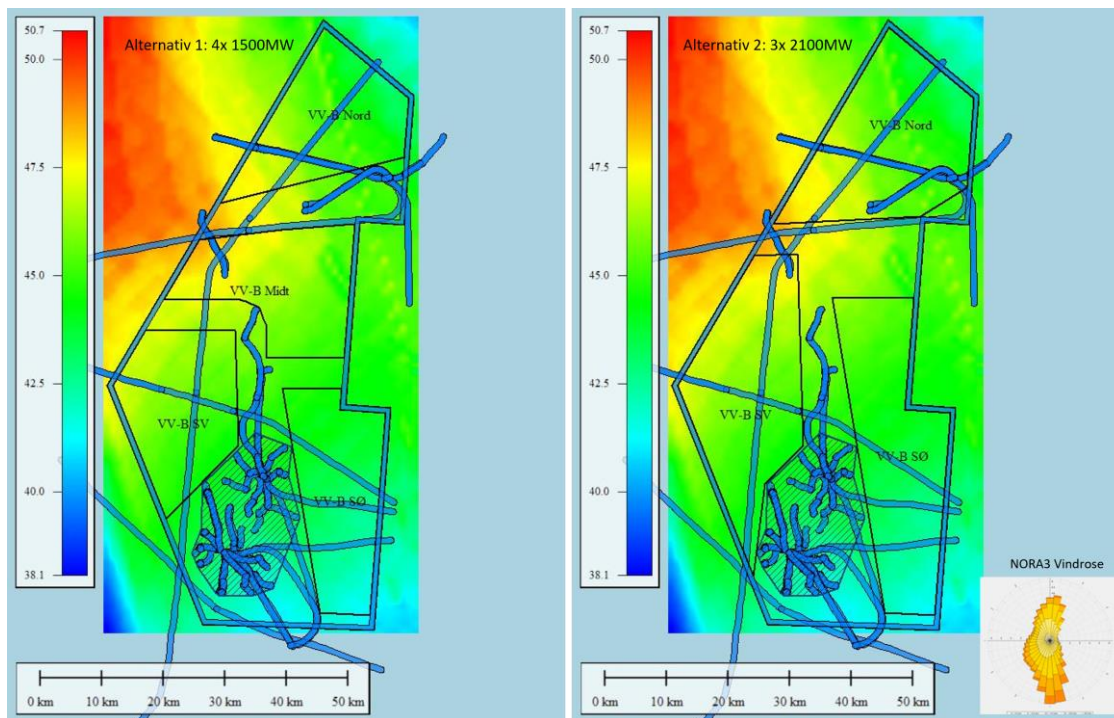
Alternativ 4	Installert kapasitet	132 kV kabel		420 kV kabel	
		Total kabellengde	Antall kabelkjeder	Total kabellengde	Antall kabler
VV-B Nord	990 MW	362 km	5	2 x 31 km	2



Figur 8-10: Vestavind B – Alternativ 4 (1000 MW).

8.5 Rangering av delområder

Rangering av delområdene innenfor hvert utredningsområde er basert primært på energikostnadskartet, eksterne vaketap fra øvrige delområder relatert til utbyggingsrekkefølge og resulterende kapasitetsfaktor, samt eksisterende infrastruktur i området der dette er relevant.



Figur 8-11: Vestavind B – Energikostnadskart (normalisert) med planområder for rangering.

8.5.1 Rangering av alternativer

Ved vurdering av alternativ 1 og alternativ 2, er det ingen tydelig forskjell i egnethet. Den omfattende havbunnsinfrastrukturen i Vestavind B fører til at begge alternativene får en ugunstig plassering gitt tiltenkt kapasitet og tetthet. Eksempelvis inkluderer ikke alternativ 2 VV-B Midt, som er et område med et knutepunkt av infrastruktur i nordvestlig hjørne. Til gjengjeld utvides VV-B Nord i sørøstlig retning i dette alternativet, slik at delområdet dekker mer av infrastrukturen i området.

Gitt at nettkapasitet ikke er en begrensning, rangeres alternativene slik:

1. **Alternativ 2:** Dette alternativet anses som mest hensiktsmessig. Alternativet gir 300 MW høyere installert kapasitet sammenlignet med alternativ 1 og større areal på individuelle delområder. Dette vil gi fremtidige utviklere større handlingsrom om det er behov for ytterligere bufferzoner fra infrastrukturen som vil redusere størrelsen til delområdet.
2. **Alternativ 1:** Ansies som minst hensiktsmessig å utvikle. Lavere total installert kapasitet og mindre delområder gjør dette alternativet mindre attraktivt enn alternativ 2.

8.5.2 Rangering av delområder - Alternativ 1

Delområdene er rangert i følgende rekkefølge:

1. **VV-B Nord:** Dette delområdet har høyest kapasitetsfaktor av de enkeltstående eksempelprosjektene. Relativt lav energikostnad (østlig og nordøstlig del), samt havbunnsinfrastruktur i noe mer gunstig lokasjon (reduert konfliktpotensial ved ankring) i forhold til de andre delområdene, gjør at dette delområdet rangeres som best.

2. **VV-B SØ:** Dette delområdet har grunnest hav, som resulterer i lavest forventet energikostnad av delområdene, på tross av lavere forventet energi. Orienteringen i forhold til vindretningen er derimot ikke ideell og medfører relativt høyt internt vaketap.
3. **VV-B SV:** Delområdet har lavest energikostnad og minst påvirkning for omkringliggende områder av de to resterende delområdene. Eksportkabler må også krysse omfattende havbunnsinfrastruktur, noe som gjør dette delområdet mindre egnet.
4. **VV-B Midt:** Delområdet omfatter de dypeste havområdene med høyeste energikostnad. Omfattende havbunnsinfrastruktur og høye vaketap i dominante vindretninger gir dette delområdet lavest rangering.

8.5.3 Rangering av delområder - Alternativ 2

Delområdene er rangert i følgende rekkefølge:

1. **VV-B SØ:** Utredningsområdets grunneste havdybder gir dette delområdet lavest forventet energikostnad, på tross av lavest tilgjengelig energi. Orientering av planområdet i forhold til vindretning er ikke ideell og medfører relativt høyt internt vaketap. Fremdeles rangert som nummer 1 sett i forhold til VV-B Nord og VV-B SV.
2. **VV-B Nord:** Delområdet har høyest kapasitetsfaktor av de enkeltstående eksempelprosjektene og relativt lav energikostnad. På tross av dette er VV-B Nord rangert som nummer 2 grunnet utvidelsen i alternativ 2 som gir delområdet omfattende havbunnsinfrastruktur å forholde seg til for ankring av turbiner.
3. **VV-B SV:** Den nordlige delen av delområdet har høy energikostnad og eksportkabler må krysse omfattende havbunnsinfrastruktur. Dette kombinert med lengst avstand fra land (det vil si tilknytningspunkt) gir lavest rangering.

9. Referanser

- [1] NVE, «Nye områder for havvind,» 2023. [Internett]. Available: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/>.
- [2] «<https://www.mammoet.com/cases/assembling-the-worlds-largest-floating-offshore-wind-farm/>,» [Internett].
- [3] «<https://renews.biz/46753/bladt-beatrice-jacket-swansong/>,» 7 2018. [Internett]. [Funnet June 2023].
- [4] W. d. Vries, «Final Report WP4.2: Support Structures for Deep Water, in WP4: Offshore Foundations and Support Structures,» Delft University of Technology, Delft, The Netherlands, 2011.
- [5] «www.energyglobal.com,» Energy Global, 03 11 2020. [Internett]. Available: <https://www.energyglobal.com/special-reports/03112020/floating-wind-what-are-the-mooring-options/>. [Funnet 01 03 2024].
- [6] «ResearchGate.com,» ResearchGate, [Internett]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Different-anchor-types-Courtesy-of-Offshore-Magazine_fig14_338845684. [Funnet 01 03 2024].
- [7] Equinor, «ARTIFICIAL SUBSTRATE COLONISATION SURVEY, HYWIND SCOTLAND PILOT PARK,» Equinor, 2020.
- [8] Statnett, «Tilknytning av nye havvindområder til land,» 2023.
- [9] Statnett, «Utvikling av nett til havs,» 2023.
- [10] «PSS®E – high-performance transmission planning and analysis software,» SIEMENS, [Internett]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-e.html>.
- [11] «Cable Engineering Software,» Cableizer, [Internett]. Available: <https://www.cableizer.com/>.
- [12] Statnett, «Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF 2023),» Statnett, Oslo, 2023.
- [13] Statnett, «Statnetts forslag til videre utredning av nettilknytning av Utsira,» 2024.
- [14] Sökkeldirektoratet, «Faktasider - Sökkeldirektoratet,» [Internett]. Available: <https://factpages.sodir.no/nb-no/field>. [Funnet 04 03 2024].
- [15] Geonorge, «Sjøkart - Maritim infrastruktur,» [Internett]. Available: <https://kartkatalog.geonorge.no/metadata/a894ea02-d2dc-4550-ac3e-49230ceed42a>. [Funnet 04 03 2024].
- [16] «Wind farm costs, Bunnfast,» UK Offshore Renewable Energy Catapult, [Internett]. Available: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>.
- [17] «Wind farm costs, Flytende,» UK Offshore Renewable Energy Catapult, [Internett]. Available: <https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>.
- [18] «A new way to design wind projects,» Vind AI, [Internett]. Available: <https://vind.ai/>.
- [19] «Inter array cable length measurement,» Vind AI, [Internett]. Available: <https://help.vind.ai/en/articles/8033643-inter-array-cable-length-measurement>.
- [20] J. G. Pedersen et al, «Turbulence Optimized Park model with Gaussian wake profile,» *Journal of Physics: Conference Series*, p. 10, 2022.
- [21] P. Skeie, D. J. Steinskog og J. Näs, «Fagutredning til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs,» StormGeo, 2012.
- [22] M. C. Pedersen, M. L. Thøgersen, L. Svenningsen, T. G. Sørensen og M. Sørensen, «EMD Ice Loss at the Edge,» EMD, 2024.

Vedlegg A Turbineffekt- og thrustkurver

Tabell A-1: Effektkurve for turbin for ulike hastigheter.

Vindhastighet [m/s]	Effekt [kW]	C _T
3,0	274	0,930
3,5	586	0,871
4,0	1024	0,846
4,5	1454	0,830
5,0	2132	0,812
5,5	2850	0,805
6,0	3752	0,806
6,5	4816	0,808
7,0	5982	0,808
7,5	7394	0,807
8,0	8730	0,804
8,5	10342	0,801
9,0	12180	0,787
9,5	13806	0,734
10,0	15312	0,671
10,5	16892	0,615
11,0	18386	0,566
11,5	19550	0,508
12,0	20244	0,444
12,5	20760	0,384
13,0	21158	0,336
13,5	21357	0,296
14,0	21528	0,262
14,5	21676	0,234
15,0	21818	0,210
15,5	21885	0,190
16,0	21970	0,172
16,5	22000	0,157

Vindhastighet [m/s]	Effekt [kW]	C _T
17,0	22000	0,143
17,5	22000	0,132
18,0	22000	0,122
18,5	22000	0,112
19,0	22000	0,102
19,5	22000	0,093
20,0	22000	0,083
20,5	22000	0,073
21,0	22000	0,064
21,5	22000	0,056
22,0	22000	0,048
22,5	22000	0,041
23,0	22000	0,036
23,5	22000	0,030
24,0	21984	0,026
24,5	21797	0,022
25,0	21318	0,018
25,5	20427	0,017
26,0	19316	0,015
26,5	18040	0,013
27,0	16704	0,012
27,5	15373	0,011
28,0	14047	0,010
28,5	12722	0,009
29,0	11424	0,008
29,5	10230	0,007
30,0	9416	0,006

Vedlegg B Detaljer for kostnadsmodell

Dette vedlegget gir detaljer om kostnadsmodellen beskrevet i kapittel 4.1 av hovedrapporten.

B.1 Beskrivelse av kostnadsmodell

Estimert energikostnad baseres på kostnadstall og -fordeling utarbeidet av «UK Offshore Renewable Energy Catapult» som er et initiativ for både bunnfast og flytende havvind [16] [17]. Dette initiativet gir en mer detaljert prisoppdeling av komponentene for referanseprosjektene beskrevet i Tabell B-2. Merk at kostnadsnivåene for hvert referanseprosjekt representerer kostnadsnivåene i beregningsåret som angitt i tabellen nedenfor og er ikke justert for å ta hensyn til bransjeutvikling, råvarepriser eller geopolitiske hendelser. De brede trendene og antakelsene anses som relevante for denne rapporten, men det bør utvises forsiktighet hvis kostnadene benyttes direkte til andre formål.

Tabell B-2: Referanseprosjektantagelser for prosjektkostnader for flytende og bunnfast havvind.

Referanseprosjekter UK Offshore Renewable Energy Catapult		
Parameter	Flytende	Bunnfast
Beregningsår	2023	2019
Dato for finansiell avgjørelse (FID)	2025	2019
Idriftsettelse	2028	2022
Installert effekt (MW)	450	1000
Turbineffekt (MW)	15	10
Vanndybde i planområde (m)	100	30
Avstand til land, tilkoblingspunkt, havn (km)	60	60
Fundamenttype, ankringstype	Delvis nedsenkbar (semi submersible), tre-punkt ankerliner med flukeanker (drag-embedded)	Ikke spesifisert
Fundamenttype omformerstasjon	Bunnfast fixed jacket	Ikke spesifisert

Følgende generelle antagelser ble brukt for prosjektkostnadsmodellene:

- Prosjektgrunnlagets størrelse som ble brukt for vurderingen og kostnadsberegningene, er 1500 MW, ved bruk av samme turbin, turbinavstand og elektrisk infrastruktur.
- Prosjektlevetid er antatt å være 30 år. OPEX- og avviklingskostnader er diskontert med diskonteringsrente på 6 %.

Kostnadene for hver prosjekttype (bunnfast og flytende) ble gruppert i tre kategorier presentert i Tabell B-3.

Tabell B-3: Utvalgte kostnadskomponenter for kartlegging av utredningsområdene.

Kategori og skalering	Kostnadskomponent
Investeringskostnad (K_{INV}) i MNOK/MW (som er antatt lik for alle prosjekttyper).	Prosjektutvikling og styring
	Turbin
	Transformatorstasjon
	Internkabling
	Eksportkabling på land
	Forsikring og avsetninger for uforutsette kostnader
	Driftskostnader (OPEX)
	Avviklingskostnader
Dybdevarierende kostnad (K_D), angitt i NOK/MW/m.	Fundamenteringsutstyr
	Fundamentering installasjon
Distansevarierende kostnad (K_d), angitt i NOK/MW/km.	Eksportkabling til havs
	HVAC / HVDC grense

Den totale kostnaden for baseline-prosjektet for hvert punkt ble deretter beregnet ved hjelp av følgende ligning:

$$K_P = C_{TOT} * (K_{INV} + D * K_D + d_n * K_d)$$

hvor

K_P = Prosjektkostnad

C_{TOT} = Total installert kapasitet i MW

K_{INV} = Investeringskostnader i MNOK/MW (som er antatt lik for alle prosjekttyper)

K_D = Dybdevarierende kostnad i MNOK/MW/m

K_d = Distansevarierende kostnad i MNOK/MW/km

D = Havdybde i m

d_n = distanse til nett i km

Hvordan de tekniske parameterne ved hvert rutenettspunkt vil bli adressert i kostnadsmodellene beskrives i de neste underkapitlene.

B.2 Kostnadsdata

UK Catapult-komponentkostnadene som brukes som grunnlag i kostnadsmodellen er gitt i de følgende avsnittene. Av sporbarhetsgrunner ble beskrivelsene i kostnadstabellene beholdt på engelsk, og verdiene i britiske pund (GBP) før de ble konvertert til norske kroner. Valutakurs er antatt å være 13,35 NOK/GBP.

Bunnfast

Tabell B-4: Investeringskostnader som er antatt lik for alle prosjektyper – bunnfast.

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Discounted cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
Development and project management	Development and consenting services	120000	N/A	1,60
	Environmental surveys			
	Resource and metocean assessment			
	Geological and hydrographical surveys			
	Engineering and consultancy			
	Project management			
Wind turbine	Wind turbine	1000000	N/A	13,35
Balance of plant	Array cable	35000	N/A	0,47
	Cable protection	2000	N/A	0,03
	Offshore substation	125000	N/A	1,67
	Electrical system			
	Facilities			
	Structure			
	Onshore substation	30000	N/A	0,40
	Buildings, access, and security			
	Other			
		Operations base	3000	N/A
Installation and commissioning	Onshore substation construction	25000	N/A	0,33
	Offshore cable installation	220000	N/A	2,94
	Cable burial			
	Cable pull-in			
	Electrical testing and termination			
	Other (cable-laying vessel, survey works, route clearance, cable protection systems)			
	Turbine installation	50000	N/A	0,67

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Discounted cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
	Offshore logistics	3500	N/A	0,05
Financial	Contingency and insurance	212000	N/A	2,83
Operations and maintenance *(£/MW/year)	Operations	75000*	1.032.362	13,78
	Training			
	Onshore logistics			
	Offshore logistics			
	Health and safety inspections			
	Other (insurance, environmental studies)			
	Maintenance			
	Turbine maintenance and service			
Decommissioning **(Year 30)	Turbine decommissioning	325000**	56.585,8	0,76
	Foundation decommissioning			
	Cable decommissioning			
	Substation decommissioning			
Total				38,91

Tabell B-5: Distansevarierende kostnader – bunnfast.

Category	Cost Source	Cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
Balance of plant	Export cable	130000	1,74
Installation and commissioning	Offshore cable installation	5000	0,07
Total			1,8

Tabell B-6: Dybdevarierende kostnader – bunnfast.

Category	Cost Source	Cost (£/MW)	Total (MNOK/MW) cost
Balance of plant	Mooring systems	280000	3,74
	Transition piece		
	Corrosion protection		
	Scour protection		
Installation and commissioning	Foundation installation	100000	1,34
	Offshore substation installation	35000	0,47
Total			5,54

Ettersom grunnlagsprosjektet hadde 60 km avstand til land med gjennomsnittsdybde på 30 m ble følgende verdier brukt i kostnadsmodellen for bunnfast.

Tabell B-7: Resulterende parametere for kostnadsmodellen – bunnfast.

Parameter	Enhet	Verdi
Investeringskostnader, antatt lik for alle prosjekttypene (K_{INV})	MNOK/MW	38,9
Dybdevarierende kostnad (K_D)	MNOK/MW/m	0,03
Distansevarierende kostnad (K_d)	MNOK/MW/km	0,185

Flytende

Tabell B-8: Investeringskostnader som er antatt lik for alle prosjekttypene – flytende.

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Discounted cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
Development and project management	Development and consenting services	150000	N/A	2,00
	Environmental surveys			
	Resource and metocean assessment			
	Geological and hydrographical surveys			
	Engineering and consultancy			
	Project management			
Wind turbine	Wind turbine	1300000	N/A	17,36

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Discounted cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
Balance of plant	Array cable	71000	N/A	0,95
	Cable accessories	44000	N/A	0,59
	Interface			
	Cable protection			
	Buoyancy			
	Connectors and joints			
	Floating substructure	960000	N/A	12,82
	Structure			
	Secondary steel			
	Systems			
	Corrosion protection			
	Offshore substation	150000	N/A	2,00
	HVAC electrical system			
	Auxiliary systems			
	Topside structure			
	Foundation			
	Onshore substation	82000	N/A	1,09
Electrical system				
Buildings, access and security				
Installation and commissioning	Inbound transport	8700	N/A	0,12
	Offshore cable installation	74000	N/A	0,99
	Array cable installation			
	Offshore substation installation	24000	N/A	0,32
	Onshore export cable installation	5700	N/A	0,08
Financial	Contingency and insurance	270000	N/A	3,60
Operations and maintenance *(£/MW/year)	Operations	71000*	977303	13,05
	Operations control centre			
	Training			
	Onshore logistics			

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Discounted cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
	Technical resource (on/offshore)			
	Admin and support staff (onshore)			
	Insurance			
	Maintenance			
	Turbine maintenance			
	Balance of plant maintenance			
	Statutory inspections			
	Offshore logistics and vessels			
	O&M port			
De-commissioning **(Year 30)	Floating substructure - turbine decommissioning	150000**	26116,5	0,35
	Mooring and anchoring decommissioning			
	Cable decommissioning			
	Substation decommissioning			
Total				55,3

Tabell B-9: Distansevarierende kostnader – flytende.

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
Balance of plant	Export cable	200000	2,67
Installation and commissioning	Offshore cable installation	66700	0,89
	Export cable installation		
	Cable pull-in		
	Electrical testing and termination		
	Offshore logistics	2200	0,03
	Sea-based support		
	Marine coordination		
	Weather forecasting and metocean data		
	Marine safety and rescue		

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
Total			3,59

Tabell B-10: Dybdevarierende kostnader – flytende.

Category	Cost source	Cost (£/MW)	Total cost (MNOK/MW)
Balance of plant	Mooring systems	180000	2,40
	Anchor systems		
	Mooring lines and chains		
	Jewellery		
	Topside connection		
	Installation aids		
Installation and commissioning	Mooring and anchoring pre-installation	68000	0,91
	Floating substructure - turbine assembly	68000	0,91
	Heavy lifting and moving equipment		
	Technician services		
	Marshalling port		
	Other		
	Floating substructure - turbine installation	53000	0,71
Total			4,93

Ettersom grunnlagsprosjektet hadde 60 km avstand til land med gjennomsnittsdybde på 100 m ble følgende verdier brukt i kostnadsmodellen for flytende.

Tabell B-11: Resulterende parametere for kostnadsmodellen – flytende.

Parameter	Enhet	Verdi
Investeringskostnader, antatt lik for alle prosjekttyper (K_{INV})	MNOK/MW	55,3
Dybdevarierende kostnad (K_D)	MNOK/MW/m	0,06
Distansevarierende kostnad (K_d)	MNOK/MW/km	0,049

B.3 Stedsspesifikke kostnadsjusteringer

I tillegg til grunnlagskostnaden i hvert punkt i rutenettet, basert på avstand fra land og havdybde, ble følgende kostnadsjusteringer gjort i modellen basert på spesifikke forhold ved hvert punkt.

- Den dybdevarierende kostnaden (K_D) i hvert rutenettpunkt ble økt med 25 % dersom dybdene var klassifisert som «bunnfast-utfordrende» (50-70 m) eller «flytende-utfordrende» (70-100 m).
- For flytende prosjekter ble den dybdevarierende kostnaden (K_D) i rutenettposisjoner med sedimenter klassifisert som «harde» gitt en kostnadsøkning på 50 %. Detaljer om sedimentklassifiseringer gis i kapittel 0.
- HVDC ble antatt for bunnfaste prosjekter hvor avstanden til antatt landfall var 130 km eller mer. For flytende prosjekter med mer enn nevnte avstand ble det benyttet HVAC med ekstra investeringskostnader som følge av behov for økt reaktiv kompensering. I realiteten vil det være avstandsbasert, men her forenklet hensyntatt som økt stasjonskostnad. Elektriske tap ble også justert for å ta høyde for økt tap som følge av avstanden og tar derfor høyde for den avstandsbaserte kostnaden til en viss grad.
 - For rutenettpunkt over denne grensen og klassifisert som «bunnfast» eller «bunnfast-utfordrende» ble den distansevarierende kostnaden (K_d) redusert med 20 % for ytterligere kostnader over 130 km.
 - For rutenettpunkt over denne grensen og klassifisert som «flytende» eller «flytende-utfordrende» ble CAPEX-kostnadene relatert til transformatorstasjonen økt med en faktor på 2,0.
- For prosjekter nærmere enn 60 km fra nettilknytningspunktet på land ble det antatt en landbasert transformatorstasjon. For rutenettpunkt innenfor denne grensen ble CAPEX-kostnadene relatert til transformatorstasjonen redusert med en faktor på 1,8.

Havbunns- og sedimentklassifisering

Tilgjengelige data for marine bunnsedimenter (kornstørrelse) fra Norges Geologiske Undersøkelse (NGU) (supplert med bunnsedimenter (dannelse)) i områder hvor informasjon om kornstørrelse ikke er tilgjengelig ble ansett som tilstrekkelig for bruk til rangering av områdene for flytende havvind.

Hver type havbunnsediment i datasettet er klassifisert som enten hardt eller mykt. En oversikt vises under, i Tabell B-12.

Tabell B-12: Klassifisering av havbunnsedimenter.

Datsett	Sedimentnavn	Klassifisering	Kode
Bunn-sediment kornstørrelse	Grus	Mykt	170
	Grus, stein og blokk	Hardt	175
	Grusholdig sand	Mykt	130
	Grusholdig sandholdig slam	Mykt	115
	Grusholdig slamholdig sand	Mykt	120
	Harde sedimenter eller sedimentære bergarter	Hardt	300

Datasett	Sedimentnavn	Klassifisering	Kode
	Leire	Mykt	10
	Sand	Mykt	100
	Sand, grus og stein	Mykt	185
	Sand, grus, stein og blokk	Hardt	215
	Sandholdig grus	Mykt	160
	Sandholdig slam	Mykt	40
	Slam	Mykt	20
	Slam og sand med grus, stein og blokk	Hardt	206
	Slamholdig sand	Mykt	80
	Slamholdig sandholdig grus	Mykt	150
	Stein og blokk	Hardt	180
	Tynt eller usammenhengende sedimentdekke over berggrunn	Hardt	1
Bunn-sediment dannelse	Bart fjell/fjell med usammenhengende eller tynt løsmassedekke	Hardt	140
	Debris-strømvsetning (maringeologi)	Hardt	213
	Glasimarin avsetning (maringeologi)	Mykt	202
	Grunnmarin avsetning (maringeologi)	Hardt	210
	Konturittavsetning (maringeologi)	Mykt	211
	Marin bunnstrømvsetning (maringeologi)	Mykt	201
	Marin strandavsetning, sammenhengende dekke	Mykt	42
	Marin suspensjonsavsetning (maringeologi)	Mykt	200
	Morenemateriale, sammenhengende dekke, stedvis med stor mektighet	Mykt	11
	Skredmateriale og hemipelagiske avsetninger (maringeologi)	Mykt	
Skredmateriale, delvis dekket av yngre sedimenter (maringeologi)	Mykt		