

Tilknytning av havvind fra Utsira Nord

Samfunnsøkonomisk vurdering av tilknytningsløsninger for Utsira Nord

Oslo, 18. oktober 2023

Utarbeidet av Eirik Gullesen, Hilde Horgen Thorstad, Eirik Veirød, Kristin Melander Vie, Harris Utne



Statnett starter planlegging for tilknytning av havvindproduksjon fra Utsira Nord

Regjeringen har ambisjon om å tildele områder for 30 GW havvindproduksjon innen 2040. I 2020 ble de første områdene åpnet på Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II. Dette notatet fokuserer på Utsira Nord.

Statnett har ansvar for å anvise tilknytningspunkt ved nettilknytning. I brev til Olje- og energidepartementet (OED) 1. desember 2022 klargjør Statnett sin anbefaling for tilknytningspunkt. Statnetts primære anbefaling er en samordnet nettløsning som tilknyttes i ny Karmøy stasjon. Ny Gismarvik stasjon og Spanne stasjon er også aktuelle tilknytningspunkter.

29. mars 2023 ble tre prosjektområder for havvind på Utsira Nord lyst ut, hvert på 500 MW. Det vil også bli vurdert å øke kapasiteten til inntil 750 MW per prosjektområde. Departementet vil foreslå at det blir statsstøtte for to av prosjektene, mens ett av prosjektene ikke mottar statsstøtte. Tildeling av prosjektområde planlegges Q1 2024, mens konkurranse om statsstøtte planlegges gjennomført som del av konsesjonsprosessen.

I brev av 8. mai 2023 ber OED Statnett starte planlegging for tilknytning av havvindproduksjon fra Utsira Nord. Første del av planleggingen innebærer at Statnett gjør en vurdering av hvordan ny informasjon påvirker hva som er den mest rasjonelle tilknytningsløsningen. OED bekrefter i brevet at dersom Statnett konkluderer med at en samordnet løsning er rasjonell, skal Statnett på vanlig måte gå videre med å melde og konsesjonssøke de relevante nettanleggene, og senere bygge, eie og drive anleggene. En samordnet løsning forstås som at det lages en nettløsning hvor flere havvindaktører knyttes sammen i ett nettanlegg før dette igjen knyttes til dagens transmisjonsnett.

Statnett har nå gjennomført en analyse som stadfester at en samordnet løsning er rasjonell. I brev fra Statnett til OED 3. oktober 2023 fremgår følgende:

- Statnett starter prosessen med å utrede, melde og konsesjonssøke de relevante nettanleggene. Vi vil utrede to alternative stasjonsplasseringer; på Utsira øy og på vestsiden av Karmøy. Nettløsningen er planlagt å bli tilknyttet nye Karmøy stasjon.
- Statnett legger til grunn at minst to aktører realiserer havvindprosjekt på minst 500 MW hver fra Utsira Nord, dvs. en samlet løsning på 1000-1500 MW. Per nå er det lagt opp til at det skal være statsstøtte for et volum tilsvarende 1000 MW. Hvis det på sikt utvikles mer enn 1500 MW havvind fra Utsira Nord, må det økte volumet håndteres med andre tilknytningsløsninger. Statnett vil eventuelt bidra til å finne tilknytningsløsninger også for dette volumet.
- Statnett legger til grunn at aktørene som blir tildelt prosjektareal vil inngå utredningsavtale og dekke kostnader for utredninger og utbygging på vanlig måte.

Statnett ba samtidig om en tilbakemelding fra OED på hvordan Forskrift om ekstern kvalitetssikring og vedtaksmyndighet etter energiloven skal forstås i denne sammenheng. OED har i brev av 16. oktober bekreftet at det gir Statnett unntak fra kravet om ekstern kvalitetssikring av KVVU og myndighetsuttalelse.

Statnett har som strategi å legge til rette for 15 GW havvind tilknyttet innen 2040. Statnett har også incentiv til å ivareta helheten, også for senere utlysinger. I tillegg antar vi at en samordning av nettløsning for de ulike prosjektområdene kan gi smidigere konsesjonsbehandling og spare tid. Dette fordi Statnett kan starte planleggingen nå, mens havvindaktørene fortsatt er i en konkurransesituasjon. Vi bør utnytte tiden nå til helhetlig nettplanlegging.

Statnett har derfor besluttet å gå videre med både konsept 1 og 2 og tar med det ansvar for å sikre en rasjonell nettutvikling for den planlagte havvinden utenfor Haugalandet. Forutsetningene rundt dette er listet opp i innledningen til dette sammendraget.

Sammendrag samfunnsøkonomisk analyse

Forutsetninger: Fokus er å identifisere et rasjonelt første trinn for havvind fra Utsira Nord. Hensyn på land, senere havvindutvidelser og virkning for natur og miljø og bærekraft er viktig i vår vurdering, sammen med investeringskostnader, drift- og vedlikehold, overføringstap og andre kost-/nyttevirkninger. Vi avgrensner analysen fra og med strømkablene som går ut fra vindkraftparken og østover mot tilknytning til transmisjonsnett. Kostnader for selve havvindparken holdes altså utenfor.

Behovsanalyse: Stort utfallsrom for mengden havvind som bygges ut på Utsira Nord

Myndighetene planlegger i første omgang å legge til rette for 1,5-2,25 GW havvind på Utsira Nord, hvorav 1 GW er planlagt med statsstøtte. Volum (GW), hvilke prosjektområder som bygges ut og spenningsnivå har stor betydning for lønnsomheten til ulike nettkonsepter. I analysene har vi derfor vurdert et utfallsrom fra 0,5 til 2,25 GW på ulike plasseringer innenfor Utsira Nord, og med ulike spenningsnivå på kablene fra vindparken.

Mulighetsstudie: Konsept 1 Utsira øy, konsept 2 samordnet på Karmøy, konsept 3 distribuert løsning

I mulighetsstudien identifiserer vi ulike utbyggingskonsepter. Se figur 6, 7 og 8. I konsept 1 bygges en felles 420 kV stasjon på Utsira øy med 420 kV forbindelse inn til Statnetts tilknytningspunkt. I konsept 2 går sjøkablene fra havvindmøllene og helt inn til felles 420 kV stasjon på vestkysten av Karmøy, og felles forbindelse til tilknytningspunkt derfra. I konsept 3 bygges én til tre separate 420 kV-stasjoner, avhengig av antall havvindfelt. Løsningsvalg innenfor konseptene, herunder stasjonsplasseringer, valg av forbindelse inn til tilknytningspunkt (ledning, jordkabel, sjøkabel eller kombinasjon) samt trasé utredes videre i neste fase, i tråd med vanlig prosjekt- og konsesjonsprosess.

Alternativanalyse: Konsept 1 Utsira øy kommer best ut i analysen

Sum av prissatte virkninger er totalt 8-20 MRD for nettløsningen til mellom 1,5 og 2,25 GW havvind, avhengig av nettkonsept og forutsetninger. Av dette er om lag 30-60% sjøkabelinvestering på spenningsnivå 66 kV, 132 eller 220 kV, og inntil ca. 15% er forbindelser på 420 kV. Den største utbyggingen og kostnaden vil altså bæres av havvindutbyggerne uansett nettkonsept. Stasjonsanlegg utgjør resterende 10-40 %.

Drift og vedlikehold og overføringstap (OPEX) utgjør omtrent 10-25% av de prissatte virkningene, mens investeringskostnader (CAPEX) utgjør rundt 75-90%. En sterk driver i analysen er investeringskostnader for sjøkabel. Sjøkabler på 132 kV er to til tre ganger dyrere per kilometer sammenlignet med 420 kV kabelløsning, siden en løsning på 132 kV trenger langt flere kabler. Samtidig vil økte kostnader over levetiden forsterke denne forskjellen. Dette gjør at konsept 1 med en samordnet løsning på Utsira øy kommer best ut i denne delen av analysen ettersom det her er færre kilometer med kabel samlet sett.

Nettanlegg har en negativ virkning for natur- og miljø. De ulike konseptene vil påvirke i litt ulik grad. Samlet forventer vi at konsept 3 med distribuert løsning kommer dårligst ut på natur og miljø ettersom det har flest anlegg og størst spredning i plassering av disse.

Usikkerhetsanalyse for prissatte virkninger: Vi ser størst oppside med konsept 1 Utsira øy

Ettersom det er stor usikkerhet i hvor mye havvind som bygges ut er dette en viktig del av analysen. Vi ønsker både å belyse hva som er rasjonelt for første trinn, samtidig som vi skal kunne undersøke om dette er rasjonelt også i et langsiktig perspektiv med mer utbygging.

Som startpunkt i analysen har vi et eksempel med 2,25 GW (3 felt på 750 MW hver), med 132 kV spenningsnivå offshore. Vi utfører deretter beregninger med ulike kombinasjoner av volum, prosjektområder og spenningsnivå. Basert på dette beregner vi igjen en gjennomsnittlig forskjell mellom konseptene per spenningsnivå.

Resultatene viser at konsept 1 (samordnet Utsira øy) i snitt er 0,8-1,7 MRD (15-25 %) billigere enn konsept 2 (samordnet Karmøy vest), og i snitt 0,4-1,0 MRD (5-15%) billigere enn konsept 3 (distribuert konsept). Konsept 1 er altså billigst, og konsept 3 er i snitt 0,4-0,7 MRD (10%) billigere enn konsept 2.

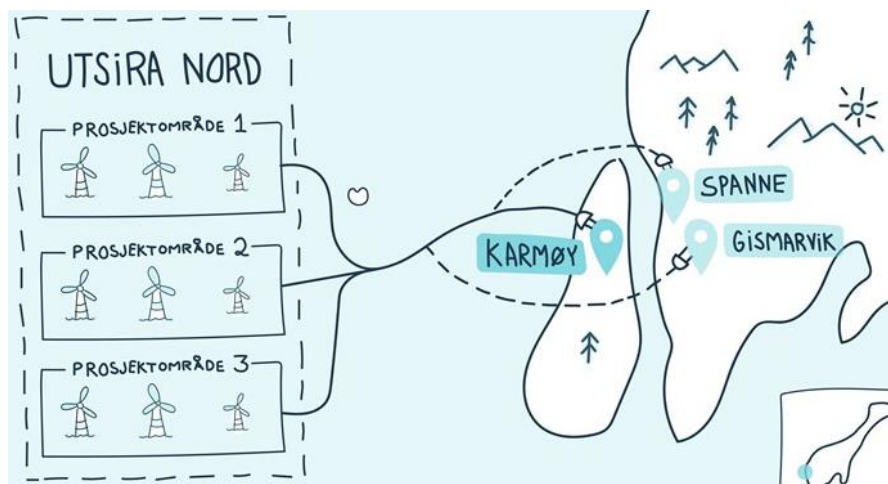
At konsept 3 kommer bedre ut enn konsept 2 på prissatte virkninger skyldes at vi har minimert antall kilometer med kabel ved å anta kortest vei til land for den distribuerte løsningen. Dersom spenningsnivå mellom vindkraftparken og tilknytningspunktet skulle bli 66 kV og ikke 132 kV som vi har som utgangspunkt, vil dette trekke ytterligere i favør av konsept 1. Dersom det sørligste prosjektområdet bygges ut vil besparelsen med en løsning på Utsira øy være mindre. Dette skyldes relativt kort avstand fra sørlige felt til Karmøy, sammenlignet med avstanden fra sørlige felt til Utsira øy.

Usikkerhetsanalyse for natur- og miljø: Vi forventer at konsept 3 er dårligst på natur- og miljø

I forventning er det 25-60% mer sjøkabel i konsept 2 og 10-40% mer sjøkabel i konsept 3, sammenlignet med konsept 1. Minst sjøkabel i konsept 1 tilsier mindre materialbruk og mindre ulempe knyttet til bruk av sjøbunnsareal. Konsept 3 har omtrent 15% mindre sjøkabel enn konsept 2. Samtidig er det både mer ledning og større areal- og materialbruk for stasjoner på land i konsept 3. I tillegg har konsept 3 verdimessig ulempe ved at anleggene fordeles på flere forskjellige lokasjoner langs kysten. Herunder omtrent 15 km mer ledning enn i konsept 1 og 2. Konsept 1 og 2 har like mye ledning (5-15 km). Utsira øy representerer verdifullt landskap, og dette gir en ulempe i konsept 1. Samlet sett forventer vi at konsept 3 er relativt sett dårligst rangert på natur og miljø, men dette gjelder ikke alle volum og ulike momenter trekker i litt ulike retninger. Mer kunnskap om natur- og miljø vil derfor være viktig.

Samlet vurdering: Vi tar med oss konsept 1 og konsept 2 i videre planlegging

Konsept 1 med Utsira øy kommer best ut i analysen, spesielt for prissatte virkninger. Konsept 3 kommer bedre ut enn konsept 2 for prissatte virkninger, men i mange tilfeller relativt dårligere ut når det gjelder natur- og miljø, slik vi har definert konseptene. I lys av at det ikke er endelig avklart om en stasjon på Utsira øy er miljømessig og teknisk gjennomførbart, er det rasjonelt å også utvikle konsept 2 videre.



Figur 1: Utsira Nord med de tre prosjektområdene og aktuelle tilknytningspunkt

1 Behovsanalyse - Utsira nord er åpnet for 1500 MW og det er planer om mer

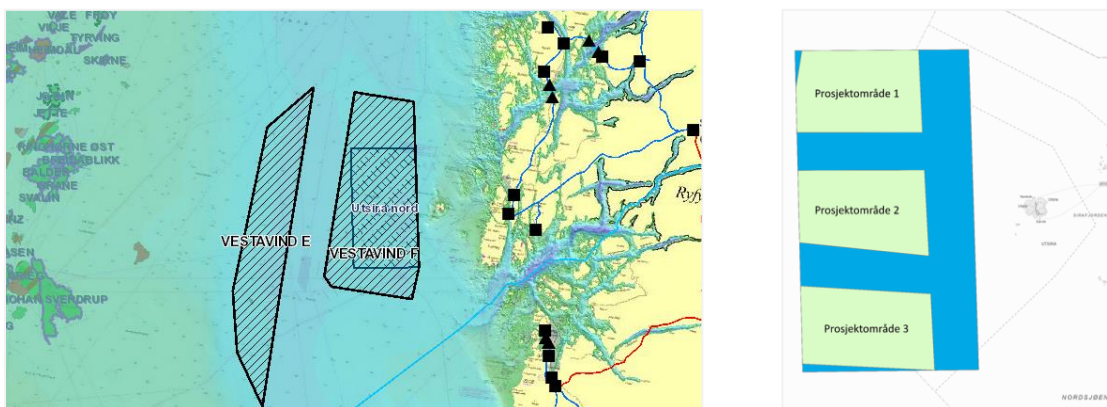
1.1 Økt produksjon: 30 GW-ambisjon og 20 nye områder tilsier mye havvind, også på Haugalandet

Regjeringen har ambisjon om å tildele arealer for 30 GW havvind innen 2040. Statnetts strategi legger til grunn 15 GW havvind til Norge før 2040. NVE har på oppdrag fra OED identifisert 20 nye havområder med potensial for langt mer enn 30 GW, og skal nå gjennomføre strategiske konsekvensutredninger av disse. Strategiske konsekvensutredninger vurderer tilknytningsløsning og -punkt for Vestavind F og E, med sikte på åpning av vestavind F i 2025.

Vestavind E og F, ligger nærmest Haugalandet og kan teknisk sett romme opp mot 10 GW. Utsira Nord (UN) ligger innenfor Vestavind F og er videre delt i 3 prosjektområder på 0,5-0,75 GW. Disse planlegges tildelt Q1 2024 gjennom en konkurranse der inntil 1 GW får statsstøtte. Til sammenligning var høyeste målte kraftforbruk i Norge en kald vinterdag i 2021 på 25 GW, og Norges største kraftverk er 1,2 GW.

Stor usikkerhet i utbygging: Vi ser på 0,5-2,25 GW, lokasjon innen Utsira Nord og 66-220 kV spenning

Vindparken(e)s volum, lokasjon og spenningsnivå har stor betydning for lønnsomheten til havvindens nettkonsepser. I analysene har vi derfor vurdert et stort utfallsrom fra 0,5 til 2,25 GW med ulike plasseringer innenfor Utsira Nord. Vi antar 132 kV spenningsnivå for havvindparken(e) og sjøkablene derfra, med 66 kV og 220 kV (med subsea transformering) som sensitivitet i usikkerhetsanalysen.



Figur 2 og 3: Vestavind E (lengst vest) og F (øst) inklusiv Utsira Nord, med dagens transmisjonsnett på land. Sorte merker viser nettkonfigurasjoner. Til høyre OEDs kart om feltinndeling. Vi benevner disse som område nord, midt og sør.

1.2 Tilknytningspunkt for Utsira Nord: Sør/vest på Haugalandet siden dette er klart nærmest

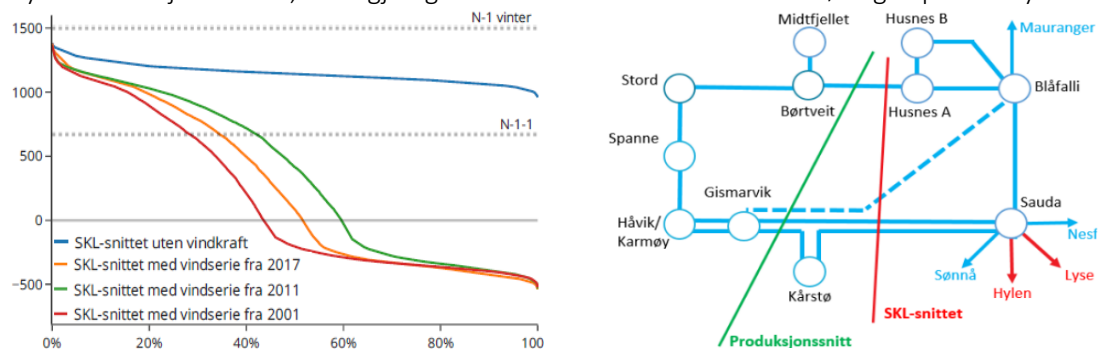
Utsira Nord ligger nærmest Haugalandet. Dette tilsier at investeringskostnad, overføringstap og drift og vedlikeholdskostnad for nettløsningen blir lavest ved å tilknytte UN til Haugalandet. Det miljømessige fotavtrykket vil normalt også bli mindre når det bygges færre nettanlegg.

Vi har tidligere uttalt at særlig våre to planlagte stasjoner Karmøy og Gismarvik er aktuelle tilknytningspunkter for havvind. I tillegg kan Spanne stasjon være aktuelt for tilknytning av deler av volumet. I senere trinn for resterende deler av Vestavind F og Vestavind E er også Stavangerområdet aktuelt, i tillegg til Haugalandet. Transmisjonsnettet langs kysten utenfor Bergen ligger vesentlig lengre unna og har i tillegg flere havvindområder identifisert nært bergensområdet.

1.3 Nettkapasitet produksjon: Opp mot ca. 2,25 GW nå

Det er god kapasitet til mye havvind på Haugalandet. Analysene tilsier at rundt 1,5 GW kan håndteres i dagens nettstruktur uten store nye ledningstiltak. Hovedårsakene til dette er som vi kan se av blå kurve i figur 5, stort og jevnt (industri)forbruk, samt lite lokal produksjon (ca. 0,25 GW). Oransje kurve i figur 4 viser varighetskurve for sum kraftflyt inn (+) og ut (-) av Haugalandet med 1,5 GW havvind i et normalt vind-år (2017). Grønn og rød kurve viser henholdsvis år med mye og lite vind. Haugalandet får for første

gang et kraftoverskudd i deler av året med havvind på minst omtrent 1 GW. Når det blåser får vi lavere flyt i transmisjonsnett, som igjen gir en fordel i form av lavere overføringstap i kraftsystemet.



Figur 4, til venstre: Blå kurve: historisk flyt (MW-varighetskurve) over SKL-snittet, inklusiv nytt realisert forbruk. Øvrige kurver også med 1,5 GW havvind. Figur 5 til høyre: Skisse over transmisjonsnett på Haugalandet.

Etter Blåfalli-Gismarvik kan vi få plass til opp mot 2200 MW havvind før vi oppnår overlast på ledninger ut av Haugalandet, en såkalt N-0-kapasitet. Denne kapasiteten vil øke videre etter hvert som vi oppgraderer nettet mellom Saura, Blåfalli og Gismarvik til 420 kV. Feil i transmisjonsnett må håndteres med automatisk produksjonsfrakobling hvis vi tilknytter havvind helt opp til N-0-kapasiteten. Det vil fortsatt være begrensninger lokalt på Haugalandet som legger føringer for hvor mye som kan tilknyttes hver enkelt stasjon. Og ved store volum utover de første 1500 MW vil det også trolig kunne oppstå flaskehals utenfor Haugalandet, som økt produksjon fra havvind vil være med på å forsterke.

Store produksjonsendringer fra havvind gir flytendringer i transmisjonsnett på Haugalandet, som igjen kan gi spenningsvariasjoner. Tilknytningsløsning for vindkraften, både med tanke på tilknytningspunkt, spenningsnivå på kabel og mengden kabel, vil også påvirke spenningen. Dette kan gi utfordringer med tanke på spenningsgrenser og leveringskvalitet til eksisterende kunder. Vi vil undersøke behovet for spenningsstøtte i den videre utviklingen og dette vil også kunne påvirke valg av løsninger.

1.4 Økt forbruk: Gir plass til mer havvind etter hvert som forbruksspesifikke tiltak kommer i drift

Haugalandet har i dag kraftunderskudd grunnet stort industriforbruk og lite kraftproduksjon. Det er plan om stor forbruksøkning på Haugalandet, og konsesjonsgitte Blåfalli-Gismarvik gir plass til 500 MW mer forbruk totalt. Statnett har utredningsavtale med totalt 370 MW (per 01.10.23). Her inngår 140 MW som Vår Energi har forhånds meldt for elektrifisering av Balder, Ringhorne og Grane, som potensielt kan samordnes med nettløsning for havvind. Vi forventer også vekst i alminnelig kraftforbruk. Forbruket driver behovet for større netttiltak, samtidig som høy alder på anleggene i området tilsier mye nettfornyelser neste 10-20 år. I tillegg vil forbruksvekst i seg selv tilsi at vi kan tilknytte mer produksjon.

1.5 Fornyelsesbehov: Nettløsning for havvinden kan samordnes med fornyelser av nettet

Siden Utsira Nord bør tilknyttes langs kysten på Haugalandet er det naturlig å se dette i sammenheng med øvrig nettoutvikling og plan for fornyelser på Haugalandet. For eksempel planlegger Statnett fornyelse av våre tre ledninger over Karmsundet. Behovet for forsyning av industriforbruket på Karmøy er da viktig, også ved utkobling grunnet arbeid på disse ledningene. Nettløsninger for havvind som også gir reserve for forbruk på Karmøy, kan da gi nytte for samfunnet som bør tas med her.

2 Mulighetsstudie: Vi tar med oss tre konsepter videre i analysen

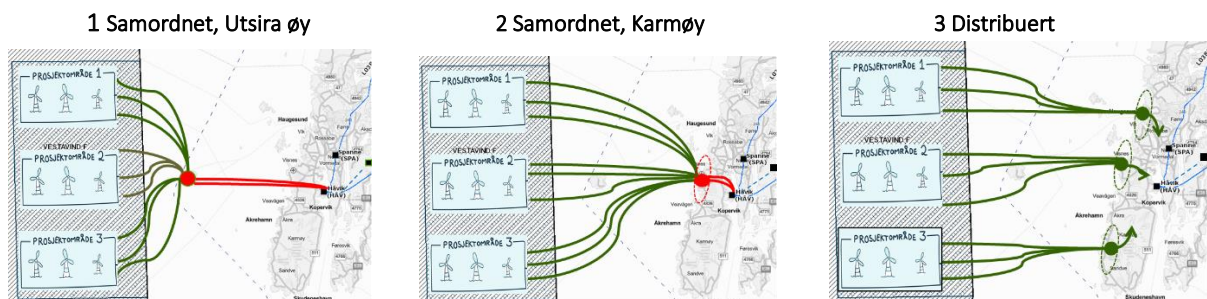
Fokuset vårt i denne analysen er på et overordnet konseptnivå og ikke på mer detaljerte løsningsvalg. Løsningsvalg vil utredes nærmere som del av videre prosjektutvikling og konsesjonsprosess. I samfunnsøkonomiske analyser er det nødvendig å definere et nullalternativ for å vite om det er rasjonelt å bygge ut (nettløsning til) havvind. I denne analysen legger vi imidlertid til grunn utvikling av havvind, og vi har derfor ikke med et nullalternativ uten havvind. Vi forsøker altså å finne det mest

samfunnsøkonomisk rasjonelle utbyggingskonseptet. Alle konsept inkluderer sjøkabler fra vindparken(e) og inn til en eller flere transformatorstasjoner.

Konsept 1) Utsira øy, samordnet: Felles stasjon på Utsira øy og 420 kabler til land/Karmøy. I konsept 1 går sjøkablene fra vindparkene til felles 420 kV stasjon på Utsira øy med 420 kV forbindelse inn til Statnetts tilknytningspunkt. Aktørenes tilknytningspunkt vil være på ny stasjon Utsira øy.

Konsept 2) Direkte til Karmøy, samordnet: Kabel fra havvindmøllene og til felles stasjon på land/Karmøy. I konsept 2 går sjøkablene fra møllene og helt inn til felles 420 kV stasjon på vestkysten av Karmøy, og felles forbindelse til tilknytningspunkt derfra. Aktørenes tilknytningspunkt blir ny "Karmøy-vest" stasjon.

Konsept 3) Direkte til Karmøy/land, distribuert: kortest mulig kabeltrasé fra møllene til 1-3 stasjoner. I konsept 3 bygges én til tre separate 420 kV stasjoner, avhengig av hvor mange havvindfelt/aktører som kommer. Stasjonen(e) forutsetter vi plassert slik at de tre ulike traséene mellom vindparken og tilknytningspunkt blir kortest mulig for hver enkelt vindpark. Aktørenes tilknytningspunkt blir Statnetts planlagte stasjoner Karmøy, Gismarvik eller en av dagens stasjoner.



Figur 6, 7 og 8: Konseptene i eksempel med tre felt/aktører (1,5 GW). Ett felt (0,5-0,75 GW) og to felt (1-1,5 GW) er også mulig. Grønne linjer viser sjøkabler (66-220 kV) fra feltene til 420 kV stasjon. Traseene/sirklene i figurene er omtrentlige. Ved 220 kV vil subsea-transformeringen under feltene inngå, og ved 66 kV blir det om lag dobbelt så mange sjøkabler fra feltene.

Vi har også vurdert et "distribuert Utsira øy-konsept". Vi har imidlertid ikke gått videre med dette siden det er veldig likt samordnet Utsira øy (1), eller dyrere, dårligere på natur- og miljø eller begge deler. For eksempel kan det kreve flere 420 kV sjøkabler siden "distribuert" krever at hver aktør har egne anlegg.

Løsningsvalg, herunder stasjonsplassering, valg av type forbindelse inn til tilknytningspunkt (ledning, jordkabel, sjøkabel eller kombinasjon) samt trasé, utredes i tråd med vanlig prosjektutvikling i neste fase. For å kunne gjøre en vurdering av nytte og kostnader i konseptene må vi samtidig gjøre noen antagelser. I alternativanalysen i kapittel 3 legger vi til grunn 66-420 kV treleder AC-kabler, siden disse antakelig er aktuelle for havvind fra Utsira Nord. Vi legger til grunn gassisolerte stasjoner, men også luftisolerte (AIS) versus gassisolerte (GIS) er et løsningsvalg i neste fase.

Informasjonen vi har nå tilsier at løsningsvalg med flytende transformatorstasjon for 420 kV gjør konseptene mye dyrere (se kapittel 4 i notat [Statnett 24.11.22](#)). Vi ser derfor ikke videre på dette nå.

Hvorvidt det er aktuelt å tilknytte 22 kV nettet på Utsira øy i konsept 1 må vurderes sammen med Fagne Dersom nettanleggene til havvinden etableres på Utsira øy (konsept 1) kan transformering istedenfor reinvestering av dagens 22 kV sjøkabel til Utsira øy være et alternativ. Vi antar basert på Fagnes anslag at 22 kV kabel koster omtrent 100 MNOK. Reinvestering av dagens 22 kV sjøkabel en-til-en (antatt nullalternativ) fremstår dyrere enn transformering fra laveste spenningsnivå på Utsira øy (66 kV, 132 kV eller 220 kV) til 22 kV. Avhengig av forbruksplanene kan det også være behov for mer enn én 22 kV sjøkabel. Kostnader, natur- og miljø og hvor mye redundans som er rasjonelt for 22 kV-nettet må vurderes. Transformering fra 420 kV til lokalt 22 kV vil være uforholdsmessig dyrt. Det kan være andre relevante alternativer enn de vi nevner her. Statnett og Fagne har dialog om dette.

3 Alternativanalyse: Konsept 1 har størst oppside

Først ser vi på et eksempel med 2,25 GW for å forklare virkningene og skissere størrelsesforholdet mellom dem. Deretter fokuserer vi på usikkerhet. Kostnadsanslag er grove (klasse fem).

3.1 Eksempel på havvindutbygging: 2,25 GW – viser størrelsesforhold mellom virkningene

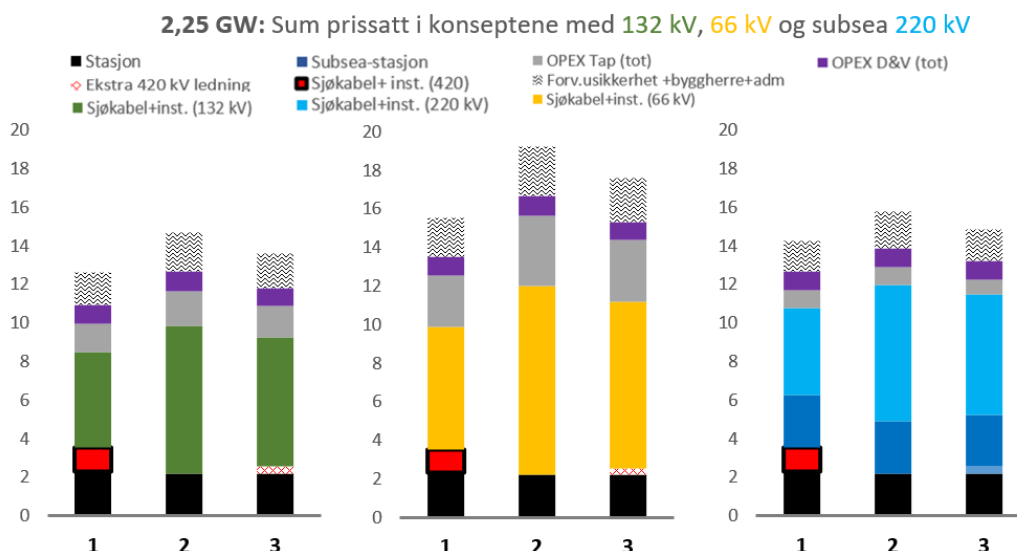
Det er stor usikkerhet rundt hvor mye havvind som bygges ut på ulike tidspunkt. Her har vi lagt til grunn 2,25 GW, det vil si tre prosjektområder på 0,75 GW hver.

Figur 9 under viser våre prissatte virkninger for konsept 1, 2 og 3 for ulike spenningsnivå mellom vindkraftparken og tilknytningspunktet. Med 132 kV er dette henholdsvis nesten 13 MRD, 15 MRD og 14 MRD. Altså samlet sett billigst med konsept 1. Forklaringen er at investeringskostnad for sjøkabler på 132 kV er to til tre ganger dyrere (CAPEX) sammenlignet med 420 kV kabelløsning. Dette fordi en løsning på 132 kV trenger flere kabler, samtidig som økte kostnader over levetiden forsterker denne forskjellen.

Samlet sett er 10-25% av prissatte virkninger kostnader over levetiden (OPEX). Herunder overføringstap og drifts- og vedlikeholdskostnader. Resterende 75-90% er investeringskostnader (CAPEX).

Investeringskostnader (CAPEX): Består av sjøkabler, stasjon og ledning på land. Figur 19 under viser at havvindaktørenes investering i, og installasjon av, sjøkabler 66-220 kV utgjør mesteparten. Stasjon på land utgjør ca. 15-20 %, og ledning under 5 %. I konsept 1 er det i tillegg en mulig besparelse knyttet til elektrifisering av Balder og Grane ettersom tilknytning på Utsira øy krever om lag 15-20 km kortere kabel enn tilknytning på land. Det kan også være behov for større reaktive anlegg (SVS) som utløses av havvinden i alle konsepter. Vi har lagt til grunn mer kompensering av sjøkabler på 420 kV (konsept 1) i kostnadsestimat for stasjon. Vi har også antatt 10% høyere enhetspriser for utbygging på Utsira øy (konsept 1) enn de andre konseptene ettersom det innebærer å bygge på en øy uten veiforbindelse.

Levetidskostnader (OPEX): Overføringstap er store i sjøkabelanlegg sammenlignet med ledninger og transformatorer. Tap over levetiden til vindparken, antatt til 25 år, utgjør drøyt 10 % av prissatte virkninger på 132 kV, og mer på 66 kV. Tap i havvindaktørenes kabler og 420 kV kabler inngår. Drifts- og vedlikeholdskostnader av stasjon og kabler over levetiden utgjør nesten 10% av sum prissatte virkninger.



Figur 9a-c: Eksempel med tre havvindfelt på 0,75 GW. Y-aksen angir MRD i nåverdi. X-aksen angir konseptnummer (1 Utsira øy samordnet, 2 Karmøy samordnet, 3 distribuert). Figur til venstre, i midten og til høyre viser sum prissatte virkninger med spenning på kablene fra møllene på henholdsvis 132 kV, 66 kV og 220 kV (subsea). Tall i reelle NOK, på nåverdi-form.

Spenningsnivå på 132 kV er billigere enn 66 kV og 220 kV: Subsea 220 kV innebærer her at det i vindkraftparken er transformering opp til 220 kV. Rangeringen mellom konseptene er den samme for

spenningsnivå 66 kV og subsea 220 kV. Forklaringen er at overføringstapet i sjøkabelanleggene dobles med 66 kV sammenliknet med 132 kV, samt at installasjon av alle (66 kV) sjøkablene blir dyrere samlet sett med våre forutsetninger. Subsea på 220 kV vil omtrent halvere overføringstapet sammenliknet med 132 kV, men da trengs det relativt dyre subsea-transformatorer som motvirker nytten ved lavere tap. CAPEX for stasjon og 420 kV ledning på land er relativt lite påvirket av spenningsnivå.

Ikke prissatt virkning, natur- og miljø: Utbygging av havvind gir negativ virkning for natur og miljø, sammenliknet med ingen utbygging. For eksempel vil det kreve inntil noen hundre kilometer sjøkabel, middels til store stasjonsanlegg og mer ledning på land. Vi har mer om dette i usikkerhetsanalysen siden dette påvirkes mye av mengde og plassering av havvinden. Se figur 10 generelt om metode for vurdering av natur- og miljø. Statnett er opptatt av å styrke kunnskap om bærekraft og vektlegge dette på en god måte i våre beslutninger. Virkninger for natur og miljø inngår i vurderingen av bærekraft, som et av flere viktige tema. I tillegg er det vesentlig å redusere klimagassutslipp i et vugge-til-grav-perspektiv, redusere arealbruk og naturinngrep på land og til havs, og sikre sameksistens og verdiskaping.



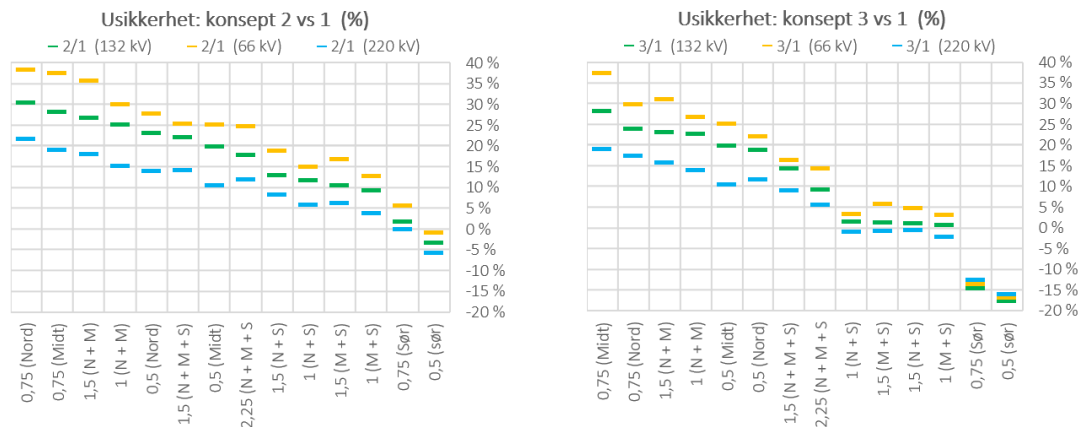
Figur 10: Vurdering av omfang og verdi, til venstre, inngår i samlet konsekvensvurdering for natur og miljø, til høyre i figuren. Senere vurdering av "verdi-dimensjonen" i prosjekt- og konsesjonsprosess vil fange opp om naturtypen som berøres påvirkes negativt av nettanleggene, samt om områdene som berøres er spesielt verneverdige eller sårbare.

3.2 Usikkerhetsanalyse for prissatte virkninger: Størst oppside ved konsept 1

For prissatte virkninger ser vi kort oppsummert at konsept 1 er billigst, og konsept 2 dyrest. Konsept 3 ligger altså mellom konsept 1 og 2. Vi kommer frem til dette ved å regne ut alle virkninger omtalt i kapittel 3.1, for 14 ulike kombinasjoner av plassering (nord, midt og sør) og volum mellom 0,5 og 2,25 GW, i hvert av de tre konseptene og med tre ulike spenningsnivå. Vi starter med å beskrive resultater for 132 kV. Gjennomsnitt refererer til snitt av sum prissatte virkninger for hver av de 14 kombinasjonene.

Konsept 2 vs 1 på 132 kV: Konsept 1 er mellom ca. 0 og 2,3 MRD (0-30 %) billigere enn konsept 2. Snittforskjell mellom konseptene (med 132 kV), er 1,1 MRD (20 %). Her er det vesentlig hvilke av de tre prosjektområdene som bygges ut. Se figur 11a under. Forklaringen er geografisk. Det blir vesentlig lengre å kable fra sørlige del av Utsira Nord-området til land, via Utsira øy (ca. 50 km), enn direkte til Karmøy vest (ca. 40 km). Forskjellen dette gir i investeringskostnader (CAPEX) for sørlige felt, forsterkes også av at tap og vedlikeholdskostnader over levetiden også øker når lengden på samlet kabeltrasé øker. Økt avstand på lavspent-kablene er viktigst i denne sammenhengen.

Konsept 3 vs 1 (132 kV): Konsept 1 er mellom 1,9 MRD (30%) billigere og 0,7 MRD (15%) dyrere enn konsept 3. I snitt er konsept 3 om lag 600 MNOK (10 %) dyrere enn konsept 1. For konsept 3 blir kostnadsøkningen for det sørlige feltet, nevnt i forrige avsnitt, enda sterkere. Dette skyldes enda kortere avstand til sør-kysten på Karmøy, enn til vestkysten midt på Karmøy (i konsept 2), målt fra prosjektområde 3. Dette kan vi se fra kartet i figur 7 og 8 og resultatene i figur 11b under.



Figur 11a-b: prosentmessig forskjell i sum prissatte virkninger ved ulike volum og spenning, sortert stigende for 132 kV. X-aksen blir da litt ulik, der tallet angir GW-havvind, og N, M og S står for prosjektområde Nord, Midt og Sør innenfor UN-området. **Figur 11a (venstre):** hvor mye dyrere konsept 2 er sammenlignet med konsept 1. **Figur 11b (høyre):** hvor mye dyrere konsept 3 er sammenlignet med konsept 1 (utenom sørlige felt der konsept 3 er billigst).

Konsept 3 vs 2 (132 kV): Konsept 3 er mellom 0 og 1,1 MRD (20%) billigere enn konsept 2. Snittforskjell er 520 MNOK (10%). Som forklart drives dette av besparelser for sørligste felt i konsept 3. For det midtre feltet er det ingen forskjell på konsept 2 og 3. Dette ser vi også fra kartfigur 7 og 8 i mulighetsstudien.

Våre resultater tilsier at spenningsnivå på 132 kV gjør alle konseptene billigere

Når det gjelder spenningsnivå ser vi ovenfor at differansen mellom konseptene øker med 66 kV og blir litt mindre med 220 kV (subsea). 66 kV spenning istedenfor 132 kV fra havvindparken vil øke forskjellen mellom både konsept 1 og 2, 1 og 3, og dermed også 2 og 3. Dette gjelder både i prosent og for absolutte tall (MNOK). Altså trekker usikkerhet om 66 kV i favør av konsept 1, og forsterker dermed rangeringen.

Den totale prislappen på nettkonseptene blir omtrent 10-30 % dyrere med 66 kV sammenlignet med 132 kV. Forklaringen er økte overføringstap, og økt kostnad ved installasjon av sjøkabler.¹ I konsept 1 er økningen grunnet 66 kV mindre målt i prosent, sammenlignet med konsept 2 og 3. Dette skyldes at kostnadsøkningen som 66 kV gir per kilometer, ikke slår like mye ut fordi det er færre kilometer til Utsira øy. Med subsea (220 kV) blir kostnadsøkningen i alle konseptene omtrent 0-15%. Vi ser at kostnadsøkningen med subsea er omtrent like stor i konsept 2 og 3 for alle vurderte lokasjoner og volum. Vi har imidlertid lagt til grunn en betydelig kostnadsreduksjon (teknologiutvikling) for subsea. Subsea vil altså kunne bli vesentlig dyrere enn alle våre figurer og tall i teksten tilsier.

3.3 Usikkerhetsanalyse for ikke-prissatte virkninger: Konsept 3 har som regel størst ulempe

Forskjeller i omfang ledning: Konsept 3 gir mer ledning på land enn konsept 1 og 2

For forbindelser på land er både luftledning og jordkabel aktuelle løsningsvalg. Endelig løsningsvalg håndteres gjennom prosjekt- og konsesjonsprosessen. For analyseformål i denne analysen har vi tatt utgangspunkt i luftledning (jamfør Meld. St. 14 (2011–2012)).

Ledningene fra inntil tre ulike stasjoner til tilknytningspunktet vil, avhengig av volumet havvind, utgjøre en vesentlig ulempe ved konsept 3 sammenlignet med både konsept 1 og 2. Dette fordi det kan bli 15 km mer luftledning i konsept 3, enn i både konsept 1 og 2.

¹ Prisen på 66 kV sjøkabler er med våre forutsetninger ca. halvparten av prisen på 132 kV. Vi trenger samtidig omtrent dobbelt så mange sjøkabler på 66 kV sammenlignet med 132 kV. Dermed blir investeringskostnaden for selve kablene omtrent lik for samme havvind-volum. Installasjon av dobbelt så mange kabler gir imidlertid økt installasjonskostnad.

Konsept 1 og 2 har 5-15 km ledning mellom vestkysten av Karmøy og Håvik-området. Øvre intervall er ved volum over 1,4 GW, siden dimensjonerende utfall (1,4 GW) da tilsier to ledninger på strekningen.

Ulikhet i omfang sjøkabel i 14 nevnte kombinasjoner: Som tidligere forklart krever konsept 1 mindre sjøkabel. I snitt er det 25-60% mer sjøkabel i konsept 2 og 10-40% mer sjøkabel i konsept 3 sammenlignet med konsept 1. Minst sjøkabel i konsept 1 tilsier mindre materialbruk og mindre ulempe knyttet til bruk av sjøbunnsareal. Konsept 3 har omtrent 15% mindre sjøkabel enn konsept 2.

Oppdeling av naturinngrep: Konsept 1 og 2 gir større mulighet for å samle inngrep fra nettanleggene enn konsept 3. Samtidig ser vi at det i konsept 3 fremstår sannsynlig at stasjonsanlegg, landtak og ledninger fra nordlige og midtre havvindfelt er rasjonelt å plassere nært hverandre, selv om aktørene ikke "deler" (samordner) nettanleggene elektrisk sett. Forklaringen er at dette ikke gir økt lengde på sjøkablene, og unngår ledning gjennom tettbebygde strøk (Haugesund) fra nordlige felt i konsept 3. Altså at (sjøkabel)investerings- og levetidskostnader ikke økes, samtidig som samlokasjon gir miljømessige fordeler. I konsept tre vil imidlertid stasjon, landtak og ledning for sørlige felt være adskilt fra nettanleggene til midtre og nordlige felt. Forskjellene her gjelder ikke alle vurderte kombinasjoner.

Ytterligere verdimeslige forskjeller: Utsira øy er definert som "særlig utvalgt kulturområde" med flere kjente natur- kultur- og landskapsverdier. Det er også slike kjente verdier på Karmøy, men mindre areal på Utsira øy tilsier høyere sannsynlighet for at konsept 1 gir inngrep i slike områder.

Oppsummering av omtalte forskjeller i ikke-prissatte virkninger

Tabell 1 oppsummerer virkning for natur- og miljø i de ulike konseptene per nå. Etter vår vurdering vil det være riktig å konkludere med at konsept 3 har en *forventet* ulempe for natur og miljø, i relativ forstand, sammenlignet med konsept 1 og 2. Dette grunnet særlig 5-15 km mer ledning, men også større omfang på arealbruk for øvrige nettanlegg og verdimeslig ulempe ved oppdeling av anleggene.

| TABELL 1 | Konsept 1 | Konsept 2 | Konsept 3 |
|---|---------------------|--------------------|--------------------|
| <i>Forbindelser på land</i> | 5-15 km | 5-15 km | 5-30 km |
| <i>Mengde sjøkabel*</i> | 190 km | 250 km (+60 km) | 220 km (+30 km) |
| <i>Samlet stasjonsareal</i> | Stort (-) | Stort (-) | Størst (-) |
| <i>Antall landtak til sjøkabel</i> | 2 | 1 | 1-3 |
| <i>Sannsynlighet for inngrep i verdifulle områder</i> | Utsira øy og Karmøy | Karmøy | Karmøy |
| <i>Oppdeling av inngrep</i> | Samordnet | Samordnet | Flest anlegg |

**Mengden sjøkabel er et snitt av 14 vurderte kombinasjoner av volum og lokasjon med 132 kV for havvindfeltene, inklusiv omtrent 20 km 420 kV i konsept 1. Dette dobles med 66 kV.*

Det er samtidig ikke helt sikkert at forskjellen er stor nok i absolutt forstand til å rangere konsept 3 bak konsept 1 og 2, i alle fall ikke i alle kombinasjoner. Dette også jamfør at nevnte ulemper i konsept 3 må veies riktig opp mot fordel i konsept 3 med om lag 30 km (15%) mindre sjøkabel. I tillegg fremstår det å samle nettanleggene for nordre og midtre felt som mer skånsomt innen konsept 3, siden dette kan dempe ulempene. Videre vurdering av natur- og miljø og bærekraft vil sammen med avklaring om havvind-volum bidra til at vi kan konkludere tydeligere her.

3.4 Usikkerhet volum og lokasjon: For resterende deler av Vestavind F er tilknytning til Utsira øy nødvendigvis ikke rasjonelt

For området i nordligste del av Vestavind F, nord for Utsira Nord (se figur 2), har vi gjort en forenklet vurdering med 1,25 GW. Konsept 2 er da ca. 10 % dyrere enn konsept 1 på prissatte virkninger. Samtidig er denne nordligste utvidelsen ca. like nært land (Bømlo), som Utsira øy. Dette tilsier at Konsept 3 blir

billigere enn Utsira Øy. Ledning på land og teknisk kapasitet må eventuelt vurderes. Mer ledning (Bømlo-Stord) er uansett en miljømessig ulempe i konsept 3 som trekker i retning av konsept 1 og 2.

Sørlige del av Vestavind F ligger sør for Utsira Nord-området. Forenklet beregning tilsier at konsept 3 blir ca. 5-10% billigere enn konsept 1 for sørlige utvidelse. Dette er i tråd med resultater for sørlige del av Utsira nord-området i kapittel 3. Vi forventer også at konsept 2 blir dyrere enn konsept 3.

Samlet sett kan vi ikke være sikker på rangeringen for utvidelsene basert på vår forenklete vurdering. Totalt havvindvolum tilknyttet langs kysten på Haugalandet må uansett holde seg innenfor kapasitetsgrensene for havvind beskrevet i behovsanalysen 1.3. Vi har foreløpig ikke analysert nettløsning for Vestavind E.

4 Samlet vurdering: Statnett går videre med konsept 1 og konsept 2

I dette kapitlet oppsummerer vi analysen til en samlet vurdering. Som beskrevet tidligere kommer konsept 1 med Utsira øy best ut med tanke på prissatte virkninger, og vi kan også samle arealbruk på Karmøy i en samordnet løsning i dette konseptet.

Konsept 2 har høyere prissatte kostnader enn konsept 3, mens konsept 3 kommer dårligere ut med tanke på ikke-prissatte virkninger i relativ forstand. Her er det altså en avveining mellom kroner og areal. Denne avveiningen er krevende og mer innsikt og mer detaljerte vurderinger er nødvendig for å kunne si dette med større sikkerhet. Dette vil normalt skje som en del av prosjekt- og konsesjonsprosessen.

Det er samtidig scenarier hvor konsept 3, eller deler av konsept 3, kan være gunstig. I en trinnvis utvikling vil det i neste fase av prosjektutviklingen være mulig å velge løsningsvalg innenfor konsept 3 med mer sjøkabel, istedenfor ledning for stasjonen til det sørlige havvindfeltet. Et løsningsvalg med mer 420 kV sjøkabel vil samtidig både være dyrere, kreve mer landtak/muffeanlegg, og fjerne eller redusere nevnte fordel knyttet til mindre sjøkabel. Det er disse avveiningene som gjør at konsept 2 og 3 kommer forholdsvis likt ut i analysen.

Helhetlig vurdering: Rasjonelt å gå videre med konsept 1 for Utsira øy og konsept 2

Vår samlede vurdering er å gå videre med konsept 1 og konsept 2. Dette fordi det ikke er endelig avklart om en ny stasjon på Utsira øy er miljømessig og teknisk gjennomførbart. Vi anser det da som riktig å utvikle konsept 2 videre. Dette sikrer at vi også har et godt konsept dersom det viser seg at stasjon på Utsira øy ikke er gjennomførbart. Detaljeringsgraden som avgjør hva som er den beste løsningen utvikles normalt i en prosjekt- og konsesjonsprosess. Det er også viktig å understreke at hvilken løsning som er best også påvirkes i stor grad av hvilke av de tre prosjektområdene som bygges ut.

Statnett har derfor besluttet å gå videre med både konsept 1 og 2 og tar med det ansvar for å sikre en rasjonell og samordnet nettløsning for den planlagte havvinden **utenfor** Haugalandet. Vi antar også at samordning kan gi smidigere konsesjonsbehandling og spare tid. Dette blant annet fordi vi kan starte planleggingen nå, mens havvindaktørene fortsatt er i en konkurransesituasjon. Statnett har også incentiv til å sikre en helhetlig og rasjonell løsning, også for senere utlysninger.