

Reguleringsmyndigheten for energi – RME
Postboks 5091 Majorstuen
0301 OSLO
v/Tore Langset

Saksbeh./tlf.nr.: Idar Gimmestad/99548819
Deres ref./Deres dato: 21/2317 / 7.september
Vår dato: 12.10.2022

Statnetts vurderinger knyttet til regulering av nett til havs

Vi viser til brev sendt fra OED datert 18. februar 2022 der departementet ber Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om bistand til vurderinger knyttet til regulatoriske forhold for nett til havs, og brev datert 7. september 2022 der oppdraget konkretiseres.

Statnett er systemansvarlig og transmismisjonssystemoperatør (TSO) i det norske kraftsystemet gjennom energiloven med forskrifter. Regjeringen har varslet at de vil utpeke Statnett som systemansvarlig til havs etter havenergilova, og gi Statnett ansvaret for å planlegge utviklingen av nett til havs.

I lys av foretakets oppgaver og mandat ønsker Statnett med dette å gi innspill til RME og redegjøre for våre vurderinger i denne viktige prosessen for å bidra til et helhetlig, velfungerende og effektivt kraftsystem. Vi tar utgangspunkt i de regulatoriske temaene departementet har bedt om vurderinger på.

Med vennlig hilsen
Statnett SF



Håkon Borgen
Konserndirektør Utvikling Hav

Kopi:

Mottaker	Kontaktperson	Adresse	Post
Olje- og energidepartementet	Anette Vehus Smedsvig	Akersgata 59	Postboks 8148 Dep 0033 Oslo
NVE	Inga Nordberg	Middelthuns gate 29	Postboks 5091, Majorstua 0301 Oslo

Statnetts vurderinger knyttet til regulering av nett til havs

Sammendrag

Utviklingen av havvind i Europa går raskt, og det er ambisjoner om 300 GW i EU innen 2050. Norge har også store ambisjoner om utvikling av 30 GW havvind de neste ti-årene. Dette vil endre hele energisystemet i Europa, som også Norge er en del av.

Regjeringen har lagt opp til en stegvis utvikling av havvind, gjennom tildeling av arealer i perioden fram mot 2040. I tillegg er det konkrete planer for elektrifisering av offshoreinstallasjoner. Statnett mener det vil være naturlig å se utbyggingen av infrastrukturen for de ulike behovene, og på tvers av stegene, i sammenheng.

Statnett mener at utviklingen av nett til havs allerede fra starten av bør planlegges, bygges og driftes integrert med nettet på land, og godt koordinert mot andre sektorer i et langsiktig og bærekraftig perspektiv. Det er derfor viktig å identifisere nett til havs som *har* eller *ikke har* potensial til å bli utvidet mot nytt forbruk, mer havvind eller andre tilknytningspunkter på land før utlysning. Dette gjelder særlig anlegg med spenning på transmisjonsnettnivå.

Med en slik tilnærming er det viktigste spørsmålet hvilken funksjon nettanleggene kan ha i det fremtidige energisystemet, og ikke om det skal utvikles radielle eller hybride løsninger. Der det er samfunnsmessig rasjonelt, bør anlegg som har et potensiale for utvidelse tilrettelegges teknisk for en slik utvidelse. Myndighetene må derfor tidlig avklare om anleggene skal inngå i transmisjonsnettet og eies av Statnett som TSO. Vi viser for øvrig til vårt tidligere brev datert 21. september som utdyper dette.

Statnett viktigste synspunkt kan oppsummeres i følgende punkter:

- Kraftsystemet er ett sammenkoblet teknisk system, og helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket på land og til havs blir viktig.
- Det bør før utlysning avklares om nett til havs *har* eller *ikke har* potensial til å bli utvidet mot nytt forbruk, mer havvind eller andre tilknytningspunkter på land. Der det er samfunnsmessig rasjonelt, bør anlegg som har et potensiale for utvidelse tilrettelegges teknisk for en slik utvidelse. Vår vurdering er at tilknytningsløsningene for de to åpne områdene Sørlege Nordsjø og Utsira Nord er i denne kategorien.
- Myndighetene bør tidlig avklare om anleggene skal inngå i transmisjonsnettet og eies av Statnett som TSO.
- Hybridforbindelser som binder Norge til andre land må anses som transmisjonsnett, og må dermed eies av TSO.
- Flaskehalsinntektene på hybridforbindelser bør behandles som øvrige flaskehalsinntekter. Eventuelle behov for subsidier må i stedet gis gjennom åpne og transparente prosesser.
- Markedsdesign i tråd med Offshore Bidding Zone-modellen er samfunnsmessig mer effektiv enn Home Market-modellen, og er foretrukken løsning.
- Det er avgjørende for driftssikkerheten på land at Statnett tildeles nødvendig myndighet for å ivareta systemansvaret til havs. Myndighet som er gitt Statnett gjennom Forskrift om systemansvar mm. under energiloven, er ikke tilstrekkelig.
- Det er viktig at havvind i norsk sektor er underlagt det samme felles-europeiske regelverket for marked og systemdrift som på land og i tilgrensende havområder.

Viktig med helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket mellom hav og land
Kraftsystemet er ett sammenkoblet teknisk system, og helhet og konsistens i det regulatoriske rammeverket på land og til havs blir viktig. Som et utgangspunkt bør de samme reglene gjelde for nett og produksjon tilknyttet det norske kraftsystemet, med mindre ulikheter/særskilte forhold skulle tilsi forskjeller. Vi kommer nærmere inn på de temaene der vi per i dag har identifisert at det finnes slike særskilte forhold.

Hensynet til forutberegnelighet for aktørene er avgjørende for å muliggjøre investeringer og utbygginger, og etablering av forutsigbare regulatoriske løsninger er derfor viktig å få på plass i tidlig fase. Forutsigbarhet og tydelig ansvars- og arbeidsfordeling har vært en av styrkene i utviklingen av energisystemet på land, og dette bør være et mål også i reguleringen til havs.

Energiregelverket som er tatt inn i EØS-avtalen og gjennomført gjennom energiloven med forskrifter, danner et naturlig utgangspunkt for reguleringen også til havs i medhold av havenergilova. En slik tilnærming vil ivareta nødvendig helhet og effektivitet gjennom harmoniserte løsninger på tvers av territoriale grenser. Rask EØS-implementering av markeds- og driftsregelverket, og endringene i dette regelverket, blir derfor viktig både på land og til havs.

I dag er det eksempler på dobbeltregulering mellom norske forskrifter og EØS-rettslig regelverk inntatt i energiloven. Dette bør søkes unngått til havs. Statnett deltar for øvrig i samarbeid om regulatoriske forhold gjennom ENTSO-E for å bidra til gode samfunnsmessige løsninger.

Offshore Bidding Zone-modellen er foretrukket markedsløsning

For å oppnå en mest mulig effektiv krafthandel, og en god integrasjon med kraftsystemet på land, er det viktig at de felleseuropeiske løsningene for krafthandel også kommer til anvendelse til havs. Innenfor markedsdesign er vår overordnede vurdering at eksisterende regulering og ansvarsfordeling på land fremstår godt egnet også til havs. En slik tilnærming vil redusere behovet for omfattende regelutviklingsarbeid som kan forsinke utviklingen, og vil samtidig bidra til å sikre nødvendig sammenheng i regelverket for det totale kraftsystemet på land og til havs. Statnetts konkrete vurdering er at Offshore Bidding Zone-modellen er en bedre løsning enn Home Market-modellen fordi den sikrer effektiv produksjon og flyt gjennom korrekte prissignaler.

Subsidier skal gis gjennom åpne og transparente prosesser

Statnett mener at hybridforbindelser må anses som transmisjonsnett og dermed eies av TSO i henhold til dagens lovgivning. Vi mener flaskehalsinntektene til havs bør behandles som øvrige flaskehalsinntekter. Undergraving av dette prinsippet vil vanskeliggjøre framtidige investeringer i infrastruktur. Statnett og de øvrige europeiske TSOene mener at et eventuelt behov for subsidier i stedet skal gis gjennom åpne og transparente prosesser, f.eks. gjennom auksjoner.

Regelverk for klassifisering av anlegg og kostnadsfordeling (tariffering og anleggsbidrag) bør utformes for å gi riktige prissignaler overfor havvind-aktørene med mål om en samfunnsmessig effektiv utvikling og utnyttelse av nettet. Dette vil også bidra til at de mest modne og lønnsomme havvind-prosjektene utvikles først.

Systemansvarlig til havs må gis tilstrekkelig myndighet for å kunne ivareta driftssikkerheten
Kraftproduksjon til havs vil påvirke driftssikkerheten på land på lik linje med produksjon på land. Det er derfor avgjørende for systemansvarlig å ha tilstrekkelig myndighet og virkemidler overfor havvindprodusentene, på lik linje med produsenter på land. Gitt energilovens geografiske virkeområde, er det derfor behov for hjemmel også utenfor grunnlinjen. En like detaljert regulering som på land er sannsynligvis ikke nødvendig for at systemsvaret skal kunne ivaretas på en tilfredsstillende måte. Vi ser det som viktigere at havvind i norsk sektor er underlagt det samme

felles-europeiske regelverket for marked og systemdrift som i tilgrensende havområder enn at reguleringen er like detaljert som på land.

Bakgrunn

Olje- og energidepartementet (OED) har et pågående arbeid knyttet til å videreutvikle det regulatoriske rammeverket for vindkraft og nett til havs. OED har i den forbindelse bedt RME om vurderinger vedrørende:

- (1) Markedsdesign (modeller for prisområder for hybridprosjekter med vurderinger, herunder konsekvenser av ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter)
- (2) Samordning av nett til havs (anleggsbidragsregler for ulike nettløsninger med vurderinger av prissignalvirkninger med utgangspunkt i de to åpne områdene Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord).
- (3) Økonomisk regulering av radialer til Norge og av hybridprosjekter (herunder tariffering, flaskehalsinntekter og tredjepartsadgang).
- (4) Eventuelle andre regulatoriske forhold som kan være relevante i departementets videre arbeid med regelverket av ulike regulatoriske sider for nett til havs.

Oppdraget ble gitt RME i et [brev¹](#) sendt 18. februar. Den 7. september ble [oppdraget konkretisert²](#) og delt i to, der vurderingene som omhandler radial skal gis innen 1. desember, mens vurderingene knyttet til hybrid skal gis innen 3. februar.

I konkretiseringen av oppdraget ber OED om at det tas utgangspunkt i at radialene planlegges, bygges, driftes, finansieres og eies av aktørene til havs, og de ba om rask tilbakemeldingen om det er forhold som taler imot dette. Statnett mener det er forhold som taler mot dette utgangspunktet. Dette ble det redegjort for i et brev sendt RME 21. september.

I tillegg har NVE fått i oppdrag av OED å vurdere hvordan ulike nettløsninger for vindkraft til havs i Sørlege Nordsjø II vil påvirke det norske kraftsystemet. Våre innspill til dette oppdraget vil bli sendt separat.

Statnett er systemansvarlig og transmisionssystemoperatør (TSO) i det norske kraftsystemet gjennom energiloven med forskrifter. Regjeringen har varslet at de vil utpeke Statnett rollen som systemansvarlig til havs etter havenergilova, og gi Statnett ansvaret for å planlegge utviklingen av nett til havs.

I lys av foretakets oppgaver og mandat ønsker Statnett å gi innspill til RME og redegjøre for våre vurderinger i denne viktige prosessen for å bidra til et helhetlig, velfungerende og effektivt kraftsystem. Vi tar utgangspunkt i de regulatoriske temaene departementet har bedt om vurderinger på. I dette innspillet gir vi våre innspill til både radial og hybrid.

Det vises også til Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø³ som mer utførlig analyserer ulike konsepter for tilknytting av havvind og som belyser europeiske rammebetingelsene, samt relevante posisjonspapirer⁴ fra ENTSO-E knyttet til utformingen av marked, nett og system til havs.

Vi har ikke mulighet til å gi like detaljerte innspill om alle forhold i dette dokumentet, men er tilgjengelig for ytterligere oppfølging.

¹ [Bistand til departementets vurderinger knyttet til regulering av nett til havs](#)

² [Konkretisering av bistand til departementets vurderinger om regulering av nett til havs](#)

³ [fagrapport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf \(statnett.no\)](#)

⁴ <https://www.entsoe.eu/outlooks/offshore-development>

Innhold

Sammendrag	1
Bakgrunn	4
1 Markedsdesign	6
1.1 Innledning	6
1.2 Konsekvenser dersom regelverket innenfor IEM ikke gjelder til havs.....	6
1.3 Budområder til havs er en foretrukken løsning.....	6
1.4 Statnett ser ikke behov for å innføre flernasjonale budområder.....	7
1.5 Subsidier skal gis gjennom åpne og transparente prosesser.....	8
1.6 Spesielle forhold ved en kobling mot Storbritannia	9
2 Regulatoriske forhold – klassifisering av anlegg, eierskap og kostnadsfordeling.....	10
2.1 Innledning	10
2.2 Dagens regulering på land	11
2.3 Økonomiske prinsipper for riktig tariffing	11
2.4 Reguleringen i energiloven benyttet på nett til havs.....	12
3 Statnett kan legge til rette for fremtidsrettede og helhetlige løsninger	13
3.1 Vår vurdering av tilknytning fra Sørlige Nordsjø II, fase 1	14
3.2 Vår vurdering av en samordnet løsning for tilknytning av havvind fra Utsira Nord.....	15
4 Behov for regulering av plan- og systemansvaret til havs	15
4.1 Innledning	15
4.2 Systemansvarlig må ha myndighet overfor havvindprodusentene for å ivareta driftssikkerheten	16
4.3 Systemansvarlig må kunne stille funksjonskrav til havs	17
4.4 TSO på land bør få ansvaret for drift og utvikling av havnettet	18
4.5 Håndtering av reserver og ansvar for tilstrekkelige reserver	18
4.6 Planansvaret.....	18
4.7 Kraftberedskapsforskriften	19
4.8 Andre forhold som kan ha behov for regulering og avklaring	19
Vedlegg 1.....	20
Beskrivelse av dagens tariffregelverk på land.....	20
Vedlegg 2.....	21
Mulige tekniske konfigurasjoner for Sørlige Nordsjø II, fase 1	21

1 Markedsdesign

1.1 Innledning

I dette kapitlet drøftes ulike problemstillinger rundt markedsdesign, herunder modeller for budområder og fordeling av flaskehalsinntekter. Disse problemstillingene henger sammen og må sees på samlet.

Norge er en del av EUs indre energimarked (IEM), som blant annet innebærer at våre budområder inngår i den felleseuropeiske markedskoblingen, Single Day-ahead Coupling (SDAC), og de fremtidige felles-europeiske balanseringsplattformene. Det regionale koordineringssenteret (nordisk RCC) har også en rolle i koordineringen av systemdriftssamarbeidet i Norden.

For å oppnå en mest mulig effektiv krafthandel og en god integrasjon med kraftsystemet på land er det viktig at de felleseuropeiske løsningene for krafthandel innenfor IEM også kommer til anvendelse til havs. Vår overordnede vurdering er at eksisterende regulering og ansvarsfordeling på land fremstår godt egnet også til havs. En slik tilnærming vil redusere behovet for omfattende regelutviklingsarbeid som kan forsinke utviklingen, og vil samtidig bidra til å sikre nødvendig sammenheng i regelverket for det totale kraftsystemet på land og til havs.

Vindkraft til havs som er tilknyttet radialer til Norge bør som hovedregel tilordnes det prisområde der radialen er tilknyttet nettet på land, og behandles markedsmessig som produksjon på land. Drøftingene i dette avsnittet gjelder produksjon tilknyttet hybridforbindelser eller et masket havnett, der kraften kan flyte i flere retninger. Konseptene er nærmere forklart i Statnetts Fagrapport om tilknytning av havvind i Sørilige Nordsjø.

1.2 Konsekvenser dersom regelverket innenfor IEM ikke gjelder til havs

Dersom regelverket som gjelder innenfor IEM ikke kan benyttes for systemdrift, produksjon, budområder etc. til havs, vil det bl.a. gi risiko for at norske budområder til havs ikke kan delta i den felleseuropeiske markedskoblingen, men må ha en separat handelsløsning som knytter dem til Norge og andre land innenfor IEM. Det vil gjøre det vesentlig mer krevende å realisere havvind knyttet opp mot hybridforbindelser med kontinental-Europa, samt at vi vil få mindre effektive handelsløsninger og en splitting av likviditeten i kraftmarkedet. Vi vil da kunne få en situasjon som minner om den vi har med Storbritannia i dag, som beskrives nærmere nedenfor. En viktig forskjell er imidlertid at mot kontinental-Europa vil eksisterende forbindelser, som ikke er tilkoblet et budområde til havs, inngå i de felleseuropeiske løsningene, mens hybridforbindelsene vil være utenfor. Mot Storbritannia kan vi sannsynligvis ha en felles handelsløsning som dekker både NSL og en hybridforbindelse, men det er noe som må vurderes nærmere.

Det er også viktig å få bekreftet at produksjon som er tilkoblet Norge via en radial, men som befinner seg utenfor energilovens virkeområde, kan delta i de felleseuropeiske handelsløsningene.

1.3 Budområder til havs er en foretrukken løsning

Havvind tilknyttet enkeltland med radielle forbindelser medfører ingen spesifikke markedsmessige utfordringer. Kapasiteten blir en del av budområdet på land der den blir tilknyttet, som enhver annen form for produksjon.

Hvis en vindpark derimot tilknyttes en hub som tilknyttes to eller flere land, altså en hybridforbindelse, er det prinsipielt to alternative markedsdesign. Alternativene er "Home Market"-modellen (HM) og bruk av "Offshore Bidding Zones" (OBZ).

Med HM splittes forbindelsen mellom vindkraften og land konseptuelt i to deler: en del som brukes til å føre i land vindkraftproduksjonen, og en del som brukes til utveksling mellom land. Vindkraften er en del av hjemmemarkedet, og får alltid betalt prisen i dette markedet, uansett hvordan kraften flyter. Ubalansen som vindkraften medfører, vil bli en del av ubalansen i hjemmemarkedet.

En OBZ-løsning innebærer at en offshore hub blir et eget budområde i markedsklareringen. For land som Norge, som allerede har flere budområder, representerer dette kun en økning av antall budområder og ingen prinsipiell endring i eksisterende struktur. Som for andre budområder vil prisen og produksjonen i OBZ i teorien avhenge av tilbud og etterspørsel i budområdet, tilgjengelig overføringskapasitet til andre budområder og tilbud og etterspørsel i de tilknyttede budområdene. I praksis, uten lokal etterspørsel i budområdet og med tilknytning til to andre budområder, vil prisen normalt bli lik prisen i det eksporterende området. Med tre eller flere tilknyttede områder blir prisen liggende et sted mellom prisene i de ulike tilknyttede områdene⁵.

Hvordan flere huber knyttes sammen til budområder må analyseres videre etter hvert som de dannes, og vil også kunne endre seg over tid ettersom forholdene endrer seg på samme måten som på land. Flere huber kan inngå i samme budområde dersom det ikke er forventet flaskehals mellom dem. En stegvis utvikling av et havnett vil kunne medføre endringer i områdeinndelingen slik at den avspeiler de fysiske flaskehalsene i størst mulig grad.

Flyten i havnettet bestemmes av optimaliseringen i day-ahead-markedskoblingen. Det vil etableres en egen ubalansepris i OBZ, som normalt vil være lik ubalanseprisen i et av de tilknyttede budområdene.

Det er Statnetts vurdering at OBZ er en bedre løsning enn HM-modellen. I korthet sikrer denne modellen effektiv produksjon og flyt gjennom korrekte prissignaler.

Videre er OBZ-løsningen kompatibel med innføring av flytbasert markedskobling og gjør det også mulig å tilfredsstille kravet om å gjøre 70% av kapasiteten tilgjengelig for markedet. OBZ gjenspeiler også de fysiske restriksjonene i nettet, er transparent og bygger på en effektiv markedsløsning. OBZ passer også inn i eksisterende reguleringer og kan anvendes uten store endringer i regelverket for det indre energimarkedet og løsninger som er utviklet i medhold av dette. Den sikrer likebehandling mellom aktører på land og til havs gjennom lik adgang til utvekslingskapasiteten som hybridforbindelsen bidrar med.

Prisene i OBZ kan imidlertid være noe mer utfordrende å prognostisere. Løsningen *kan* også resultere i noe lavere inntekter til vindparkene enn i HM-modellen der vindkraften tilhører ett av de tilknyttede områdene på land. Det er imidlertid helt avhengig av hva man sammenligner med, f.eks. hvilket område man antar at vindkraften er tilknyttet og hvilke nett- og tilknytningsavgifter man betaler i de ulike løsningene. Ulempene for vindkraftinvestor mer enn oppveies av fordelene ved samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av infrastrukturen.

1.4 Statnett ser ikke behov for å innføre flernasjonale budområder

Flernasjonale budområder vil kreve ny regulering. Dette er påpekt av bl.a. ACER⁶.

I prinsippet kan et flernasjonalt budområde være mulig dersom det ikke er en strukturell flaskehals mellom to huber som ligger i to ulike land. I slike tilfeller anser Statnett det likevel som en fordel å håndtere disse to hubene som to forskjellige budområder, selv om de (nesten) alltid vil få samme

⁵ Når flytbasert markedskobling kommer i drift vil man bruke såkalt "Advanced Hybrid Coupling", som vil endre utfallsrommet for prisene.

⁶ ACER and CEER Reflection on the EU Strategy to Harness the Potential of Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Future, 11 April 2022

pris. I en slik løsning vil alle relevante forhold være håndtert innenfor eksisterende regelverk, og det unngås en komplisert og potensielt omfattende tilpasning til flernasjonale budområder. Statnett mener det er langt enklere å videreføre nasjonale budområder, og ser ikke behov for å utvikle løsninger for flernasjonale budområder.

1.5 Subsidiar skal gis gjennom åpne og transparente prosesser

Vindkraft tilknyttet med en radial vil få prisen i budområdet den er tilknyttet på land, og det vil ikke oppstå noen flaskehalsinntekt. Vindkraft tilknyttet et budområde til havs (OBZ) vil få prisen i det aktuelle budområdet. I tillegg vil det oppstå en flaskehalsinntekt mellom budområdet til havs og budområdene de er tilknyttet.

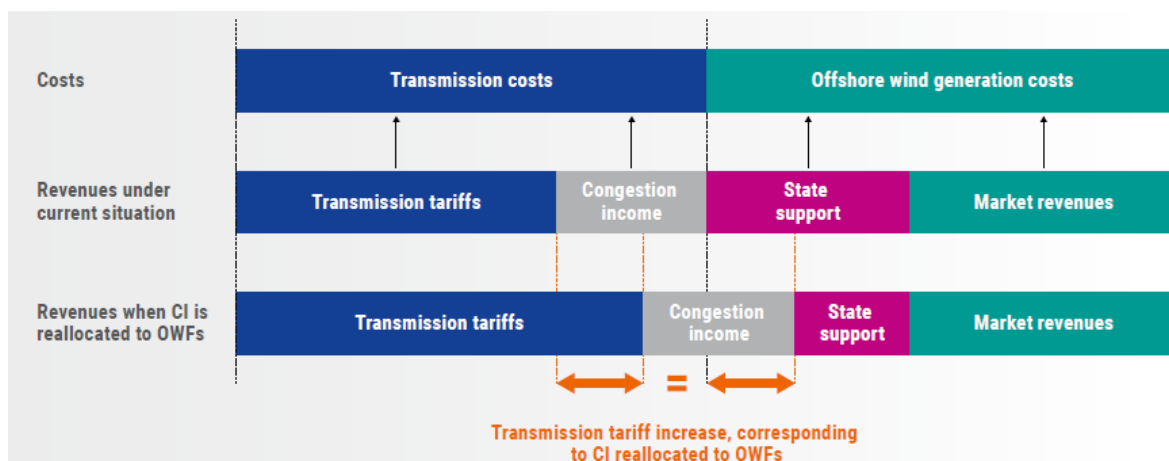
Det har vært hevdet fra flere hold, også i forannevnte publikasjon fra ACER, at budområder til havs kan medføre lavere inntekter for vindkraftprodusentene enn alternativ radiell tilknytning til land. Dette har dannet bakgrunnen for spørsmål om hele eller deler av flaskehalsinntekten skal tilfalle vindkraftprodusentene.

Etter det europeiske regelverket skal flaskehalsinntektene brukes til å garantere tilgjengeligheten av kapasiteten mellom budområder, eller vedlikeholde og øke denne kapasiteten. Overskytende inntekter kan brukes til å redusere nettariiffene og slik komme kundene til gode. Bruk av inntektene til fordel for en bestemt gruppering ville innebære et brudd med de generelle prinsippene som regelverket er tuftet på, og få negative konsekvenser gjennom reduserte muligheter for finansiering av viktige nettutbygginger.

Statnett mener at hybridforbindelser må anses som transmisjonsnett og dermed eies av TSO i henhold til dagens lovgivning. Vi mener flaskehalsinntektene til havs bør behandles etter samme prinsipp som på land. Undergraving av dette prinsippet vil vanskeliggjøre framtidige investeringer i infrastruktur. Statnett og de øvrige europeiske TSOene mener at et eventuelt behov for subsidier i stedet skal gis gjennom åpne og transparente prosesser, f.eks. gjennom auksjoner.

Dersom flaskehalsinntektene tilfaller vindkraftprodusentene, vil det i praksis innebære at det er kabeleier (eller *nettkundene*, avhengig av reguleringen) som subsidierer utbygging av havvind. Dette er illustrert i figuren nedenfor.

Regelverk for klassifisering av anlegg og kostnadsfordeling (tariffering og anleggsbidrag) bør utformes for å gi riktige prissignaler overfor havvind-aktørene med mål om en samfunnsmessig effektiv utvikling og utnyttelse av nettet. Dette vil også bidra til at de mest modne og lønnsomme havvind-prosjektene utvikles først.



Figur 1: Omfordeling av flaskehalsinntekter fra transmisjonsoperatør til havvindprodusent⁷

Statnett vil påpeke at selv om budområder til havs kan medføre lavere inntekter enn radielle tilknytninger for vindkraftprodusentene, så avhenger det av hva man sammenligner med og også av en rekke andre forhold, ikke minst tilknytnings- og nettavgifter.

Våre analyser, som ble offentliggjort i Fagrapport om tilknytning av havvind i Sørlege Nordsjø⁸, viser at flaskehalsinntektene først og fremst oppstår som følge av at vannkraftbaserte Norge tilknyttes områder uten tilsvarende fleksibilitet, og ikke er en konsekvens av den tilknyttede vindkraften.

Statnett og de øvrige europeiske TSOene mener at et eventuelt behov for subsidier i stedet skal gis gjennom åpne og transparente prosesser, f.eks. gjennom auksjoner.

1.6 Spesielle forhold ved en kobling mot Storbritannia

Før Brexit var Storbritannia en del av det indre energimarkedet i EU (IEM). Det innebar at de fulgte det europeiske regelverket for krafthandel og utenlandsforbindelsene til Storbritannia var en del av den felles-europeiske markedskoblingen. Børsene i Storbritannia var også pålagt å dele ordrebøker, slik at de hadde en felles spotpris.

Brexit har medført at Storbritannia ikke lenger er en del av IEM. Det innebærer at de ikke får delta i den felles-europeiske markedskoblingen eller balanseringsplattformene som nå er under etablering. Storbritannia har derfor egne regler som regulerer krafthandelen.

Regelverket som Statnett forholder seg til innenfor IEM gjelder ikke mot Storbritannia, med mindre det også er lagt føringer for handel med tredjeland. OED og det britiske energidepartementet har fremforhandlet en avtale som gir noen overordnede føringer for krafthandel mellom landene.

For North Sea Link (NSL), kabelforbindelsen mellom Norge og Storbritannia, er det etablert en separat implisitt auksjon som klareres på morgenen før den felles-europeiske markedskoblingen. NSL er den eneste forbindelsen som pr i dag har en implisitt auksjon mot Storbritannia, alle andre forbindelser benytter seg av salg av fysiske transmisjonsrettigheter. Dette er et vesentlig poeng, da bruk av budområder til havs for hybridforbindelser sannsynligvis vil kreve en implisitt auksjonsløsning. Det må vurderes nærmere om den separate implisitte auksjonen på NSL eventuelt

⁷ ENTSO-E Position on Offshore Development Assessing Selected Financial Support Options for Renewable Generation, 2 November 2021

⁸ [fagrapport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf \(statnett.no\)](#)

kan utvides til også å omfatte en hybridforbindelse til Storbritannia eller om det må etableres en ny separat implisitt auksjon. Erfaringene fra NSL gir oss uansett et godt utgangspunkt.

Som en konsekvens av Brexit kan det komme endringer i det britiske markedsdesignet som kan påvirke fremtidig handelsløsning med Storbritannia.

- I "Trade and Cooperation Agreement" (TCA) mellom EU og Storbritannia ble det avtalt en ny handelsløsning. Ifølge avtalen skal kraftflyten på forbindelser mellom EU og Storbritannia fastsettes basert på en Multi-Region Loose Volume Coupling (MRLVC). Denne avtalen gjelder ikke for Norge, men det kan bli aktuelt å initiere en prosess der formålet er at denne handelsløsningen også kan benyttes mellom Norge og Storbritannia. Statnetts forståelse er imidlertid at det er uklart hva som vil skje med MRLVC, både når det gjelder om løsningen vil bli implementert og eventuelt når.
- I en høring avholdt høsten 2021 søkte det britiske energidepartementet synspunkter på om de bør innføre lovgiving som pålegger de britiske børsene å dele ordrebøker, slik at Storbritannia igjen får kun én spotpris. Per i dag er det to spotpriser i Storbritannia. Det britiske departementet har foreløpig ikke kunngjort hvordan de vil følge opp denne saken.

På grunn av Brexit er sentrale spørsmål knyttet til markedsdesign under diskusjon og/eller i endring i Storbritannia. Samtidig viser NSL at det er mulig å finne gode løsninger også for forbindelser mot tredjeland. I tillegg er det viktig å påpeke at dersom det på sikt skal etableres et havnett som inkluderer Storbritannia, må det også etableres handelsløsninger på europeisk nivå som muliggjør dette på en effektiv måte. Det er imidlertid for tidlig å si hvilke konkrete løsninger som kan bli etablert frem i tid.

2 Regulatoriske forhold – klassifisering av anlegg, eierskap og kostnadsfordeling

2.1 Innledning

Utvikling av nett til havs for tilknytning av havvind, reiser problemstillinger knyttet til avklaring av anleggsklassifisering, eierskap og kostnadsfordeling. Det blir viktig å avklare hvilke anlegg og kostnader som må dekkes av aktørene selv, og hvilke anlegg og kostnader som skal dekkes av storsamfunnet. Selve eierskapet til anleggene kan i prinsippet vurderes uavhengig av hvem som skal dekke kostnaden.

En betydelig økning i havvind vil ventelig skje som følge av energipolitiske mål i Norge, Norden og Europa. Havvinden må føres til land, og dette får også konsekvenser for det innenlandske nettet som må forsterkes og utvikles. Nettkostnadene vil dermed øke.

For å realisere riktig investeringsnivå i både produksjonskapasitet til havs, samt løsninger og kapasitet i nettet mer generelt, er det nødvendig at både markedsutforming og nett-tariffene gir samfunnsøkonomisk riktige prissignaler både for utviklere/eiere av produksjonskapasitet til havs, samt for nødvendig nettkapasitet. På generelt grunnlag mener vi at de reguleringsprinsippene som gjelder på land er effektive og gode.

Utvikling av nett til havs er imidlertid i en tidlig fase der teknologi, nettløsninger, kundebehov og kostnadsnivå vil endres over tid. Det bør derfor undersøkes nærmere om det er behov for tilpasninger i forhold til dagens regelverk.

Myndighetene har lagt til grunn at nett til havs for tilknytning av havvind ikke skal finansieres av kundene på land. Dette er en viktig premis som avviker fra løsningen i mange andre land, og kan ha

stor betydning for den videre utvikling av havnettet. Statnett er opptatt av at dette utgangspunktet ikke må være til hinder for å finne gode totalløsninger.

2.2 Dagens regulering på land

Klassifisering av anleggene danner et viktig utgangspunkt for både eierskapsvurderinger og tariffing. Reguleringen i energiloven har i dag følgende inndeling:

1. **Produksjonsanlegg.** Eies av produsenten, og kan ikke etter gjeldende regulering eies av en netteier på grunn av krav om nøytralitet (unbundling). Produksjonsanlegg må bekostes av eier (produsenten) i sin helhet.
2. **Kundespesifikke nettanlegg tilknyttet produksjon**, f.eks. radialer. Kan eies av produsent, eller en netteier. Kundespesifikke nettanlegg bekostes i utgangspunktet av den aktuelle bruker (produsenten), eller delfinansieres gjennom subsidier. Dersom netteier står som eier av et kundespesifikt nettanlegg, kan kunden betale gjennom investeringsbidrag og/ eller kundespesifikk årlig tariff.
3. **Transmisjonsnett** er i henhold til definisjonen i energiloven nettanlegg på høyere spenningsnivå (> 200 kV) som betjener flere enn én eller et fåtall kunder. Transmisjonsnett må eies av TSO. Normalt vil slike anlegg være en del av tariffgrunnlaget til TSO, og kostnadene fordeles på alle kunder. Inntil 50 % av kostnaden kan betales i anleggsbidrag for de som utløser tiltaket. Lovverket åpner midlertid for at også anlegg i transmisjonsnettet kan tariffes separat, slik at de tilknyttede kundene tar hele kostnaden, men dette har ikke vært benyttet til nå.

Klassifiseringen følger i regelen anleggets funksjon til enhver tid. Det betyr at anlegg som bygges som kundespesifikke nettanlegg kan bli omklassifisert til transmisjonsnett dersom nettets funksjon endres. TSO vil da måtte kjøpe nettanlegget.

2.3 Økonomiske prinsipper for riktig tariffing

Tariffer for tilknytning og bruk av nettet bør utformes for å gi brukerne økonomiske insentiver til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Vi ser ikke reelle grunner til at dette bør fravikes til havs. Kjerneprinsippene i en økonomisk sett riktig tariffing er:

Kostnadsriktighet: Effektiv utnyttelse og utvikling av nettet innebærer en tariffstruktur der brukerne må betale, så langt som praktisk mulig, for de kostnadene de påfører nettet på kort og lang sikt (marginale kostnader). Med dette tariffprinsippet vil beslutninger om tilgang og bruk av nettet sammen med riktige markedspriser bidra til riktig utvikling av nett- og produksjonsinfrastruktur.

Kostnadsdekning: Tariffene skal bidra til at nettselskapet får kostnadsdekning innenfor godkjent inntektsramme. Nødvendige tariffinntekter som ikke dekkes inn gjennom tariffelementer som skal gi prissignaler, må dekkes inn gjennom såkalte residuale tariffer. Slike tariffledd skal i minst mulig grad påvirke aktørens beslutninger, dvs. at de ikke skal gi prissignaler. Samlede tariffinntekter kommer dermed gjennom flaskehalsinntekter, anleggsbidrag/ tilknytningsgebyr samt ordinære tariffer for forbruk og produksjon.

Ikke-diskriminering: Tariffene skal være ikke-diskriminerende mellom brukerne av nettet. Dette betyr at like type kunder skal betale lik tariff. Differensiering av tariffen er kun tillatt basert på objektive, nettmessige og kontrollerbare forhold, og må begrunnes i bidrag til reduserte kostnader i nettet.

Transparens: Metoden for beregning av tariffene skal være åpen og tilgjengelig for brukere og interessenter.

Forutsigbarhet: Brukerne må i størst mulig grad kunne estimere framtidig utvikling av sine tariffkostnader.

Enkelhet: Tariffprinsippene og den konkrete valgte tariffmodellen bør være forståelig og kommuniserbar. Dermed bedres også de prissignalene tariffmodellen er ment å gi.

Bruk av ovennevnte prinsipper vil bety at de mest modne og lønnsomme havvind-prosjektene vil bli utviklet og etablert først. Eventuelle subsidier av havvind bør ikke påvirke de ønskede prissignalene som er drøftet over, men eventuelt gis utenom tariffregimet, og på en nøytral måte som ikke påvirker den relative lønnsomheten mellom havvind-prosjektene.

Vindkraftprosjekter bør dermed stå overfor prissignaler som gjenspeiler de marginale kostnader de påfører kraftsystemet på kort og lang sikt. Dette omfatter både kostnader i det innenlandske nettet og i nettet til havs.

2.4 Reguleringen i energiloven benyttet på nett til havs

Vi mener at det også til havs er naturlig å ta utgangspunkt i reguleringen og klassifiseringen gitt av i energiloven, men det er noen vesentlige ulikheter mellom nettutviklingen på land og til havs som drøftes i det videre.

Vi forventer at utviklingen av nettet til havs vil skje stegvis, i takt med at stadig mer havvind blir bygget ut. Dette betyr at mange nettanlegg til havs først vil bygges for en eller et fåtall aktører, men senere kan bli utvidet til å betjene flere kunder og dermed få en transmisjonsnettfunksjon. Eksempler på dette er radialer som utvides til å forsyne forbruk (elektrifisering av offshoreinstallasjoner eller hydrogenproduksjon til havs), tilknytning av mer vindkraft på samme areal (utvidelse av feltene på Sørlege Nordsjø eller Utsira Nord), tilknytning til andre vindparker, tilknytning til andre landingspunkter i Norge eller hybride forbindelser til andre land eller energiøyer. Slike utvidelser kan dermed medføre at den første radialen på sikt kan inngå i et masket nett og at nettanleggenes funksjon utvikler seg over tid. Med de planene og målene som foreligger for utvikling av havvind, er det i enkelte områder større sannsynlighet for at dette vil skje til havs enn for nye nettanlegg på land.

Ut fra dette vil det være hensiktsmessig å identifisere nett til havs som *har* eller *ikke har* potensial til å bli utvidet mot nytt forbruk, mer havvind eller andre tilknytningspunkter på land før utlysning av hvert enkelt område. Dette gjelder særlig anlegg med spenning på transmisjonsnettnivå. Hvilken funksjon de første utbyggingstrinnene vil ha i et fremtidig havnett, kan gi føringer på klassifisering og eierskap allerede i første fase. En viktig grunn til at dette må avklares før første byggetrinn, er at de tekniske valgene for å muligjøre en utvidelse gjøres da. I noen tilfeller kan man tilpasse anleggene i etterkant, men kostnadene vil da ofte være mye høyere. En opsjon på utvidelse vil således ha en kostnad i første byggetrinn, men vil gi en besparelse ved en senere utvidelse. Hvordan opsjonskostnadene i første byggetrinn skal beregnes og dekkes, er et spørsmål som må vurderes videre.

Transmisjonsnettet betales som grunnregel av alle brukerne av nettet gjennom en kombinasjon av flaskehalsinntekter, tariffes og eventuelle anleggsbidrag. Det er i henhold til norsk regelverk, jfr Kontrollforskriftens § 17.1, mulighet for at anlegg som i hovedsak har som funksjon å betjene kraftproduksjon, men som er klassifisert som transmisjonsnett, tariffes separat, slik at tilknyttede produsenter tar store deler av kostnaden. Dette er ikke en mulighet som er benyttet i praksis på

land, men som kan være mer relevant å vurdere til havs. Det må vurderes i hvilken grad dette er mulig gitt dagens tak på innmatingstariffen i transmisjonsnett, jf Kommisjonsforordning (EU) nr. 838/2010 (annex B) inntatt i EØS-avtalen og norsk rett, som oppstiller maksimale tillatte innmatingstariffer i de ulike europeiske land.

Dersom Statnett blir gitt et ansvar for å bygge og eie infrastruktur og nett til havs, må det sikres regulatoriske rammer som gir akseptabel risikoprofil og økonomisk avkastning for Statnett. Dersom prinsippet om at havnett skal være finansiert av aktører til havs ligger fast, må den økonomiske reguleringen sikre dette på en forutsigbar måte for både Statnett og vindkraftaktørene. Radiell tilknytning har ikke redundans, og det må avklares hvilket ansvar netteier har for avbrudd i produksjonen (eller manglende mulighet til å levere energien til markedet) som skyldes feil eller vedlikehold på nettanlegg. Det er også viktig å vurdere hvordan denne risikoen skal håndteres dersom Statnett på et senere tidspunkt blir eier av anlegg bygget av andre, dersom anlegget omklassifiseres til transmisjonsnett. Det må også avklares hvordan eventuelle forsinkelser i utbyggingsfasen skal håndteres.

I en situasjon der det vurderes som samfunnsmessig rasjonelt at Statnett bygger og eier en radial som ivaretar en framtidig opsjonsverdi i form av utvidelsesmuligheter, vil det kunne være naturlig at radialen tariffes som en del av transmisjonsnettet. Imidlertid bør kunden/ produsenten betale et investeringsbidrag da investeringen i stor grad vil være knyttet til kundens/ produsentens behov for innmating. Dagens regelverk til lands om anleggsbidrag i masket nett tilsier at maksimalt 50 % av investeringskostnaden kan innkreves som anleggsbidrag, jf Kontrollforskriftens § 16.10. Vi mener denne maksimale andelen må økes hva angår investeringer i transmisjonsnett til havs, slik at nettinvesteringene blir fullfinansiert. Dette må også ses i sammenheng med utformingen av eventuelle subsidieordninger.

Nett til havs som bygges som hybridnett i ett byggetrinn, vil både ha en transmisjonsnettfunksjon og en funksjon for ilandføring. Vi mener dette må anses som transmisjonsnett i sin helhet, og at det må eies av TSO i henhold til dagens lovgivning.

3 Statnett kan legge til rette for fremtidsrettede og helhetlige løsninger

I konkretiseringen av behovet for bistand til departementets vurderinger av regulering av nett til havs, bes RME om å ta utgangspunkt i at radialene planlegges, bygges, driftes, finansieres og eies av aktørene til havs. Det legges videre til grunn at anleggene vil være kundespesifikke og at de ikke vil inngå i transmisjonsnettet. Statnett mener det er forhold som taler imot dette utgangspunktet, og har redegjort for disse forholdene i et eget brev til RME datert 21. september. Med henvisning til dette brevet, vil vi her drøfte mer konkret tilknytningsløsningen for Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II, fase 1.

Vi mener det er viktig med en helhetlig tilnærming i utviklingen av nett til havs, selv om de første prosjektene skal tilknyttes via radialer. Dette kan gi muligheter for videre utvikling som hver enkelt aktør ikke vil ha incentiv til å legge til rette for. Dette kan i første fase kreve teknologiske valg som gir en *ekstrakostnad*, men som i neste fase kan gi muligheter for en rasjonell utvikling av et helhetlig kraftsystem.

Det vil være rasjonelt at *noen* påtar seg ansvar for den ekstrakostnad som trengs for å sikre fremtidsrettede løsninger som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Myndighetene bør vurdere om

dette kan sikres i form av direkte støtte til utbyggingene, ved å stille krav til aktørene, eller ved å gi Statnett et mandat og sikre finansiering.

Ansvarsfordelingen der en uavhengig aktør har ansvar for design, planlegging og eierskap av nettet til havs, også radialer, er benyttet for flere land rundt Nordsjøen. Storbritannia har tidligere valgt en annen modell, men går nå også i retning av en mer koordinert organisering.

I et bærekraftperspektiv er arealutnyttelse viktig. Dette peker blant annet Norges Fiskarlag på i sin høringsuttalelse om nye områder for fornybar energiproduksjon til havs⁹. De peker på at utnyttelsen av de åpne arealene er langt lavere enn både bransjen og forskningsmiljøene mener er mulig. Dersom vindkraften i første fase konsentreres slik at kun en del av det åpne arealet utnyttes, virker det sannsynlig at det kan komme mer vindkraft enn forespeilet innenfor de åpne området på sikt. En fremtidsrettet infrastrukturløsning må ta høyde for dette.

Tilknytningsprosjekter av denne størrelsen er erfaringsmessig komplekse prosjekter med mye læring underveis. I lys av myndighetenes omfattende ambisjoner, kan standardiserte tekniske løsninger og prosjektgjennomføring bidra til at læringspunktene blir tatt hensyn til i de neste prosjektene.

Utviklingen av havvind i Europa har en enorm vekst, og kapasitet i leverandørindustrien på bl.a. kabel og omformere kan være en potensiell hindring for å få prosjektene ferdigstilt i henhold til målsettingen. Det kan være en fordel å ha en strategisk innkjøpsstrategi og stort volum over lang tid for å oppnå prioritet hos leverandørene.

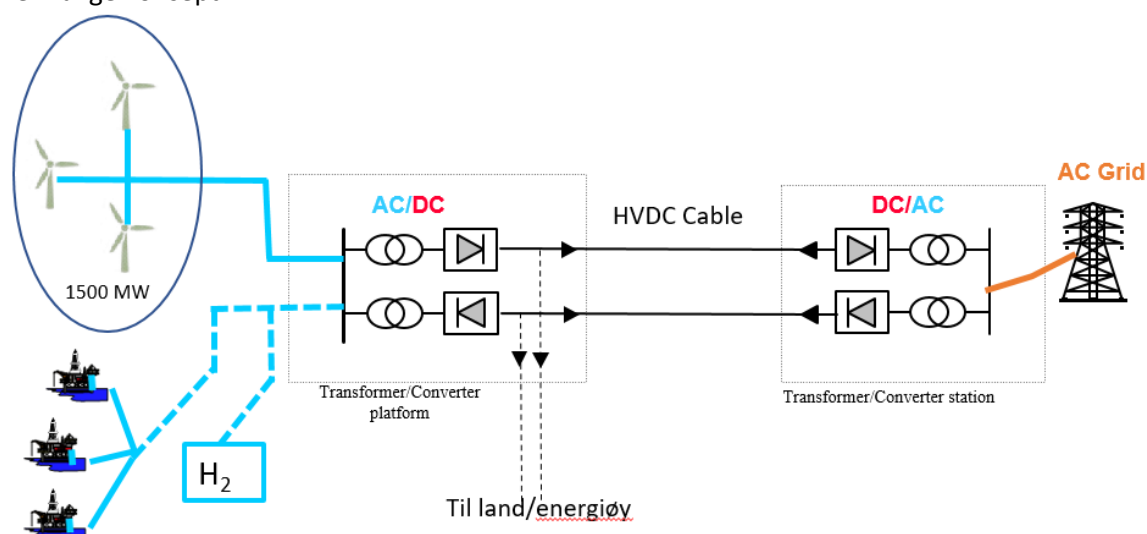
Samtidig ser Statnett at gjennomføringsrisikoen i enkelte tilfeller vil kunne reduseres ved at vindkraftaktørene også gis ansvaret for byggingen av infrastrukturen.

3.1 Vår vurdering av tilknytning fra Sørlege Nordsjø II, fase 1

Vår vurdering er at den første radialen fra Sørlege Nordsjø II vil kunne gi muligheter for en videre utvikling. Vi beskriver og vurderer nå ulike konsepter, og hvilke konsekvenser de har for teknisk utforming og kostnader. Konseptene inkluderer radial som kan utvides til å forsyne forbruk (elektrifisering av offshoreinstallasjoner eller hydrogenproduksjon til havs), tilknytning av mer vindkraft i samme området, tilknytning til andre landingspunkter i Norge eller hybride forbindelser til andre land eller energiøyer. Det kan også være rasjonelt å utvikle løsninger der vindkraft fra fase 1 kan kobles over på nettløsningen for fase 2 ved langvarige kabelfeil, slik at havvindproduksjonen ikke går tapt over lang tid. Dersom infrastruktur skal være en del av auksjonsløsningen, bør kostnader knyttet til tilrettelegging for videre utvikling tas hensyn til gjennom en justeringsfaktor eller lignende.

⁹ <https://nve.no/media/14452/nye-omraader-for-fornybar-energi-produksjon-til-havs-innspill-fra-norges-fiskarlag.pdf>

Figur 1 viser ett av konseptene som nå blir beskrevet og vurdert, og i vedlegg er en oversikt over andre mulige konsept.



Figur 1 Konsept for radial tilrettelagt for utvidelse. De prikkete linjene viser opsjoner på mulige utvidelser.

3.2 Vår vurdering av en samordnet løsning for tilknytning av havvind fra Utsira Nord
 For Utsira Nord er det forespeilet at det er 2-4 aktører som vil få oppdraget med å utvikle havvind. Gjennom blant annet Samarbeidsforum for havvind er det kommet synspunkter fra aktørene på at det vil være rasjonelt med samordnede løsninger i motsetning til at hver aktør skal etablere sin egen tilknytningsløsning. Statnett deler dette synet, men vurderer også individuelle løsninger i det videre arbeidet.

En samordnet løsning kan innebære en offshore stasjonsløsning utenfor grunnlinjen eller en stasjon innenfor grunnlinjen. Utsira og Karmøy er aktuelle lokasjoner for en slik stasjon. Fra stasjonen vil det gå kabelforbindelser videre til en av våre eksisterende stasjoner i transmisjonsnett. En samordnet løsning vil kunne gi økonomiske besparelser, men også være viktig i et bærekraftperspektiv. Som en del av en helhetlig vurdering, vil det også her være naturlig at det ses på løsninger som legger til rette for tilknytning av mer vindkraft, elektrifisering av petroleum eller annet forbruk. Vår vurdering er også her at ved en effektiv arealutnyttelse i første fase, virker det sannsynlig at det kan komme mer vindkraft enn forespeilet innenfor det åpnete området, eller tilgrensende områder, på sikt. Forsvarets skytefelt, som beslaglegger deler av det åpnete området, er også en faktor som gjør at det er usikkerhet rundt hva det totale volumet vil være på lang sikt. En fremtidsrettet infrastruktur må legge til rette for dette.

4 Behov for regulering av plan- og systemansvaret til havs

4.1 Innledning

Energilovens stedlige virkeområde er i norsk landterritorium og indre farvann innenfor grunnlinjen, mens havenergilova kommer til anvendelse på norsk sjøterritorium utenfor grunnlinjen og på kontinentalsokkelen. Energiloven har i dag en rekke underliggende forskrifter. Dette er både nasjonale og EØS- implementerte forskrifter. Til sammen utgjør disse sentrale rammer og virkemidler for aktørene i kraftmarkedet på land. Flere av disse tildeler Statnett ansvar og myndighet som plan- og systemansvarlig, og regulerer aktørenes forpliktelser ved å knytte seg til det norske kraftsystemet på land.

Havenergilovens §7-1 sier at OED kan utpeke systemansvarlig til havs. Regjeringen har varslet at Statnett vil bli tildelt denne rollen, og også ansvaret for å planlegge nettet til havs.

Havenergilova har ikke tilsvarende forskriftsverk som Energiloven, og rammeverket for kraftmarkedet og Statnetts utøvelse av rollene som plan- og systemansvarlig til havs er ikke (forskrifts)regulert. For å sikre utviklingen av et effektivt kraftmarked som ivaretar hensynet til sikker drift, likebehandling og rasjonell utvikling av det totale kraftsystemet på land og til havs, er det behov for å regulere Statnetts ansvar og myndighet også til havs. Havenergiloven §7-1 gir OED hjemmel for å utvikle forskrifter, og det påpekes spesifikt mulighet for samordning med forskrifter som gjelder på land.

Kraftmarkedet blir i stadig større grad regulert gjennom felles-europeisk regelverk. Vår forståelse er at dette regelverket også vil gjelde til havs for medlemslandene i EU. Utviklingen av et kraftsystem som sammenkobler hav og land i stadig større grad medfører et økt behov for samarbeid og koordinering, og flere av de felles-europeiske forordningene mm. endres og utfylles nå for å tilpasses utviklingen til havs.

Gitt sammenhengen mellom aktiviteten på land og til havs, fremstår det som klart fornuftig og nødvendig at det indre energimarkedsregelverket også for Norges del gis anvendelse til havs. Rask EØS-implementering av markeds- og driftsregelverket, og endringer i dette regelverket, blir viktig.

Regulering av systemansvaret til havs kan løses på ulike måter. Det er avgjørende at Statnett tildeles nødvendig myndighet for å ivareta systemansvaret til havs, men en like detaljert regulering som er gitt i Forskrift om systemansvar på land er etter vår vurdering ikke nødvendig. På sikt ser vi det som viktigere at havvind i norsk sektor er underlagt det samme felles-europeiske regelverket som i tilgrensende havområder.

4.2 Systemansvarlig må ha myndighet overfor havvindprodusentene for å ivareta driftssikkerheten

Systemansvaret på land er hovedsakelig regulert gjennom Forskrift om systemansvar (fos) under energiloven, og implementert EU-regelverk som også er gitt som forskrift i medhold av loven. I tillegg vil det suppleres av tilknytningskodene RfG, DCC og HVDC, som er EØS-relevant, men ikke ennå implementert. Regelverket skal bl.a.:

- Sikre forutsigbarhet
- Sørge for beslutninger ved uenigheter.
- Ivareta driftssikkerhet med myndighet til å gjøre systemkritiske vedtak.
- Ivareta nøytralitet og sikre likebehandling (ikke diskriminerende adferd).

Statnetts syn er at kraftsystemet på land og til havs må sees på som ett kraftsystem, der reguleringen må ivareta hensynet til nøytralitet og likebehandling av aktører på land og til havs.

Kraftproduksjon til havs vil påvirke driftssikkerheten på land på lik linje med annen produksjon. Det er derfor avgjørende for systemansvarlig å ha tilstrekkelig myndighet/virkemidler overfor havvindprodusentene, på lik linje med produsenter på land. Gitt energilovens begrensede geografiske omfang, er det behov for hjemmel også utenfor grunnlinjen.

Innenfor enkelte tema og for enkelte typer anlegg kan bestemmelsene i dagens regulering gitt i medhold av energiloven gi tilstrekkelig hjemmel for Statnetts ivaretagelse av driftssikkerheten i systemet. Dette gjelder først og fremst radielle DC-forbindelser med kun én aktør tilknyttet, og

forutsetter at vedtak som normalt blir rettet direkte mot produsenten kan gjøres i tilknytningspunktet på land. Som eksempler nevnes:

- Systemansvarlig må kunne kreve at det sendes inn plan for innmating, tilsvarende produksjonsplan for aktører på land.
- Tilknytningspunktet må kunne pålegges systemverntilkobling, tilsvarende som produksjonsfrakobling (PFK) på land.
- Systemansvarlig må kunne pålegge endring i utveksling, tilsvarende produksjonstilpasning og systemreguleringer på land.
- Driftsstans på produksjonsanlegget må søkes om og koordineres av systemansvarlig, tilsvarende produksjonsanlegg på land.

Ved tilknytning av havvind via radielle AC-forbindelser, fremstår ikke regulering av systemansvaret gjennom energiloven og systemansvaret på land tilstrekkelig. Et eksempel er at kravene til funksjonalitet i AC-tilknyttede produksjonsanlegg og krav til rapportering av anleggsdata må rettes mot produksjonsanleggene, og ikke i tilknytningspunktet på land.

Dersom det er to eller flere aktører tilknyttet en radiell tilknytning, vil det være behov for at systemansvarlig koordinerer mellom de ulike aktørene. Koordineringen må være nøytral og ikke-diskriminerende, og beslutninger må kunne gjennomføres umiddelbart. Dette krever at systemansvarlig til havs har tilstrekkelig myndighet til å gjøre systemkritiske vedtak direkte overfor produsentene. Et enkelt eksempel kan være i tilfeller der forbindelsen til land får redusert kapasitet som følge av en hendelse. Da må systemansvarlig kunne avgjøre at en av produsentene må redusere sin produksjon for å unngå overbelastning på kabelforbindelsen.

Dersom det utvikles et masket nett, enten langs kysten i Norge eller mot andre land, vil dette øke behovet ytterligere for at systemansvarlig har tilstrekkelig myndighet til havs. Dette gjelder blant annet fastsettelse av prisområder, fastsettelse av handelskapasitet, håndtering av flaskehals og håndtering av feil.

Dersom forbruk som er regulert under petroleumsloven er koblet til i et masket nett til havs, må systemansvarlig ha myndighet til å koble bort dette forbruket på samme måte som på land.

4.3 Systemansvarlig må kunne stille funksjonskrav til havs

Funksjonskrav til anlegg tilknyttet det norske kraftsystemet er i dag samlet i Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF). Denne veilederen er et vedlegg til retningslinjene for utøvelse av systemansvaret for fos § 14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet. Denne kan helt eller delvis bli erstattet av tilknytningskodene RfG, DCC og HVDC, som er EØS-relevant, men ikke ennå implementert.

Denne veilederen er utarbeidet for å tydeliggjøre systemansvarliges tekniske funksjonskrav til anleggene, herunder nettanlegg, forbruksanlegg, produksjonsanlegg og HVDC-anlegg, samt for å veilede konsesjonærer om hvilke krav som er gjeldende og hvordan de kan overholdes. Kravene stilles for å sikre at nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg planlegges med nødvendig funksjonalitet for å ivareta en effektiv utnyttelse og tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet.

Siden fos § 14, og dermed NVF, er underlagt energiloven, og tilknytningskodene heller ikke er implementert, har ikke Statnett formell myndighet til å stille tilsvarende funksjonskrav til anlegg til havs. Det er avgjørende for driftssikkerheten at systemansvarlig har myndighet til å sette samme krav også til havs.

4.4 TSO på land bør få ansvaret for drift og utvikling av havnettet

Havnettet vil etter hvert kunne bli stort og omfattende, og det er viktig å vurdere grundig hvordan dette nettet skal driftes og utvikles og hvordan ansvarsforholdene skal være.

En løsning som har vært foreslått er å etablere en "hav-ISO" (Independent System Operator) for et helt havbasseng. En slik ISO vil kunne drifte og optimalisere hele havnettet samlet.

Statnett, og de øvrige TSOene i Europa, anser imidlertid ikke dette som en god løsning. For å sikre en effektiv løsning bør nettet til havs og på land planlegges, utvikles og driftes i sammenheng, og en ISO vil bare bli en ny part som deltar i prosessene.

En felles ISO til havs må drifte et nett med en rekke budområder som tilhører forskjellige land, og som faller under de enkelte landenes lovverk. Dette vil introdusere nye juridiske og praktiske utfordringer.

Statnett mener derfor at den beste løsningen er at TSOene på land får ansvar for havnettet. Det gir en effektiv integrering av kraftsystemet til havs og på land. I tillegg vil pågående utvikling gi en ytterligere forbedring. Dette skjer i første rekke gjennom tettere samarbeid mellom TSOer og RCCer, samt oppstart av flytbasert markedskobling og de europeiske balanseplattformene.

4.5 Håndtering av reserver og ansvar for tilstrekkelige reserver

Havvindprodusenter vil være økonomisk ansvarlig for ubalansene de forårsaker. Så lenge det ikke finnes regulerbar produksjon eller forbruk til havs, vil balanseringen i hovedsak skje med reguleringsobjekter på land. Det må også vurderes å innføre krav om at vindkraftanlegg skal bidra med nedreguleringsressurser, spesielt for å håndtere perioder der forbruket i all hovedsak blir dekket av uregulerbar kraftproduksjon og import på HVDC-kablene.

Den praktiske balanseringen for vindkraft til havs innenfor det indre energimarkedet vil ivaretas av TSO-ene gjennom de europeiske balanseplattformene som er under etablering. Der vil ubalansene inngå som et behov, som vil dekkes fra ett eller flere av de tilknyttede budområdene på land i Norge eller i et annet land i Europa.

Ved tilknytning av en vindpark på land er det i henhold til gjeldende regulering den aktuelle systemansvarlige som har ansvaret for at det finnes tilstrekkelig med reserver slik at det er fysisk mulig å balansere systemet i sanntid. Statnett mener at TSO-ene på land også bør få ansvaret for å inkludere ubalansene til havs i dimensjoneringen av de ulike typer reserver.

4.6 Planansvaret

Gjennom tilleggsmeldingen til Energimeldingen er det avklart at Statnett skal ha ansvaret for å planlegge utviklingen av nettet til havs. Planansvaret til havs må formaliseres, på egnet vis.

Statnetts særskilte planansvar på land er regulert gjennom *Forskrift om energiutredninger*, som er hjemlet i Energiloven. Statnett ønsker i størst mulig grad å inkludere utviklingen av havnettet i eksisterende prosesser for derigjennom å ivareta behovet for en helhetlig utvikling av nettet på land og til havs.

Involvering og samarbeid med andre aktører gjøres de nærmeste årene gjennom Samarbeidsforum for havvind, der Statnett har fått ansvaret for å lede arbeidsgruppe 3, Infrastruktur og nett til havs. Statnett deltar også aktivt i det europeiske planarbeidet til havs gjennom ENTSO-E.

4.7 Kraftberedskapsforskriften

Vindkraftanlegg er i Kraftberedskapsforskriften ikke definert som produksjonsanlegg. Det betyr at vindkraftanlegg på land ikke faller inn under klasse 1, 2 og 3, med de beredskapskrav som følger klassifiseringssystemet. Dette betyr blant annet at det i dag mangler hjemmel for å sette krav til at anleggene skal styres fra en døgntinuerlig bemannet driftssentral. Det er dialog med myndighetene for å kunne sette krav overfor vindkraftaktørene på land innenfor regelverket, for å ivareta driftssikkerheten i systemet.

Kritikaliteten i å kunne regulere ned eller stoppe vindkraft ved behov, øker med størrelsen på vindparkene. De planlagte havvindparkene vil være betydelig større enn de fleste parkene på land. For å ivareta driftssikkerheten i kraftsystemet er det helt nødvendig å ha mulighet til å kunne regulere ned eller stoppe havvindparkene på kort varsel, uavhengig av tid på døgnet. Det er altså ikke tilstrekkelig at dagens Kraftberedskapsforskriften gis anvendelse til havs.

4.8 Andre forhold som kan ha behov for regulering og avklaring

Punktene nedenfor referer seg til enkelte identifiserte forhold som vi ser at det kan være relevant å regulere eller avklare for virksomhet til havs:

- Statnett mener det er naturlig at Statnett utpekes som avregningsansvarlig også til havs
- Ansvar for tilsyn på elektriske anlegg og driftsforskrifter for høyspenningsanlegg til havs
- Krav til beredskap og sikkerhet
- Avklaring av konsesjonsprosessen mm.
- ITC-ordningen må evalueres og vurderes i lys av utviklingen av flernasjonale havnett

Vedlegg 1

Beskrivelse av dagens tariffregelverk på land

Med tariffing menes alle priser for tilknytning og bruk av nettet, herunder tariff, anleggsbidrag/tilknytningsgebyr, samt flaskehalsinntekter. Flaskehalsinntekter representerer kostnader for brukerne av transmisjonsnettet som følge av begrenset nettkapasitet.

Regelverk for tariffing/anleggsbidrag omfatter både nasjonal lovgivning og EU-/EØS lovgivning. Hovedprinsipper for regelverkene inkluderer kostnadsrefleksivitet, ikke-diskriminering, objektivitet og transparens. Formålet er å bidra til et velfungerende energimarked. Det norske regelverket, herunder implementert EU-regelverk, forvaltes av RME.

I tillegg til den overordnede reguleringen i grensehandelsforordningen (forordning 714/2009) som gjelder som norsk forskrift, er det gitt mer detaljerte tariffbestemmelser gjennom den såkalte Kontrollforskriften. Forskriften inneholder også bl.a. bestemmelser om krav om bruk av anleggsbidrag for investeringer i masket nett.

I den nye el-forordningen, (EU) 2019/943, som i EU erstatter forordning 714/2009, videreføres reglene om tariff og krav til bruk av flaskehalsinntekter, og vil suppleres av mer detaljerte metoder. Fra EU-forordning 2019/ 943 framheves her underliggende formål og prinsipper:

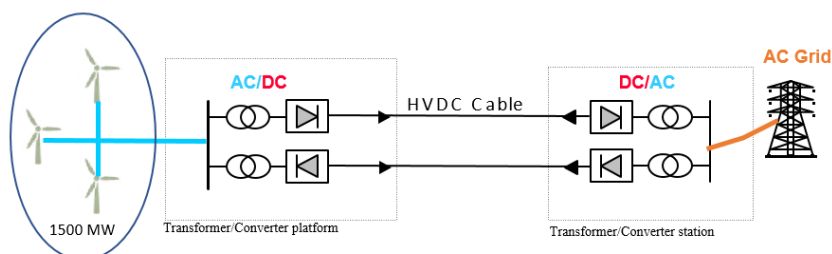
"Charges applied by network operators for access to networks, including charges for connection to the networks, charges for use of networks, and, where applicable, charges for related network reinforcements, shall be cost-reflective, transparent, take into account the need for network security and flexibility and reflect actual costs incurred insofar as they correspond to those of an efficient and structurally comparable network operator and are applied in a non-discriminatory manner. Those charges shall not include unrelated costs supporting unrelated policy objectives.

Tariff methodologies shall reflect the fixed costs of transmission system operators and distribution system operators and shall provide appropriate incentives to transmission system operators and distribution system operators over both the short and long run, in order to increase efficiencies, including energy efficiency, to foster market integration and security of supply, to support efficient investments, to support related research activities, and to facilitate innovation in interest of consumers in areas such as digitalisation, flexibility services and interconnection."

Tariffinntekter skal således ikke benyttes for å understøtte andre virksomhetsområder. Formålet med tariffene er i tillegg til å sørge for at nettselskapet får nødvendige inntekter, å bidra til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Dette reflekterer også hovedformålet i regelverket som gjelder i Norge, og i samsvar med etablerte økonomiske prinsipper. Regelverket innebærer et forbud mot kryss-subsidiering. Dette betyr eksempelvis at inntekter som er knyttet til nettinfrastrukturen, eksempelvis flaskehalsinntekter, ikke kan benyttes for å subsidiere ny kraftproduksjon.

Vedlegg 2

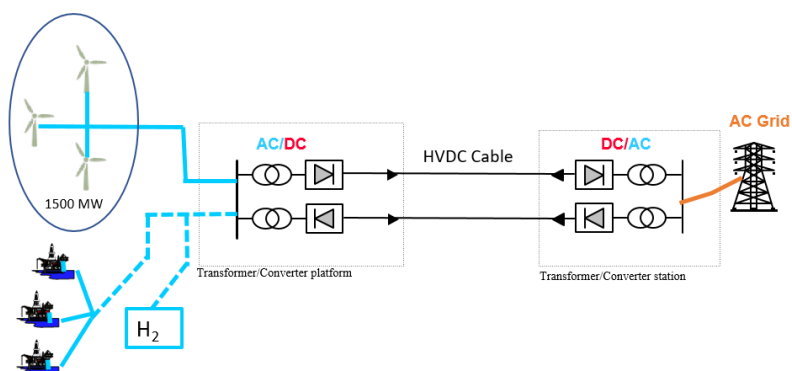
Mulige tekniske konfigurasjoner for Sørilige Nordsjø II, fase 1



Konfigurasjon 0

Beskrivelse:

Enkel 525 kV- eller 320 kV-radial som ikke kan utvides

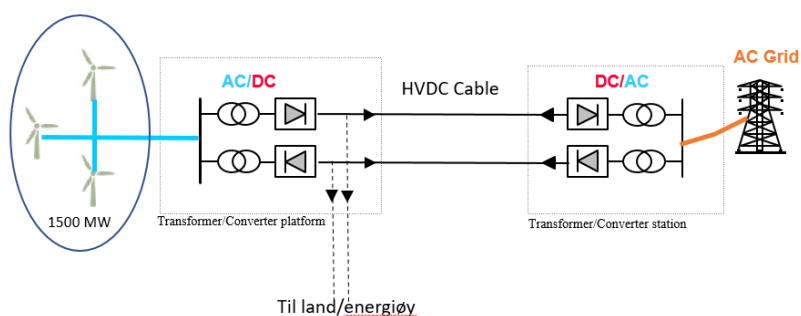


Konfigurasjon 1

Beskrivelse:

525 kV- eller 320 kV-radial som kan utvides på AC siden på offshore transformator/konverterer platform

- Kobling til olje/gass
- Kobling til hydrogen

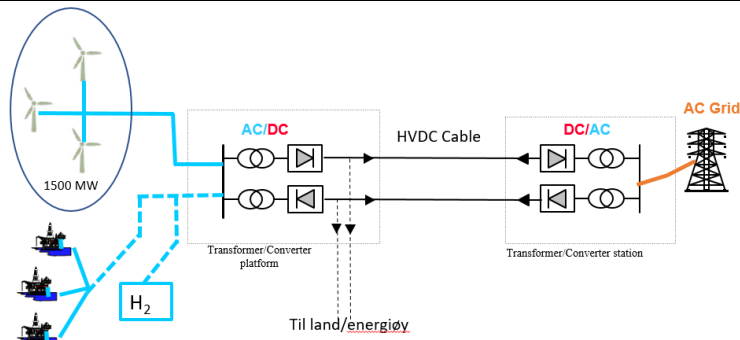


Konfigurasjon 2

Beskrivelse:

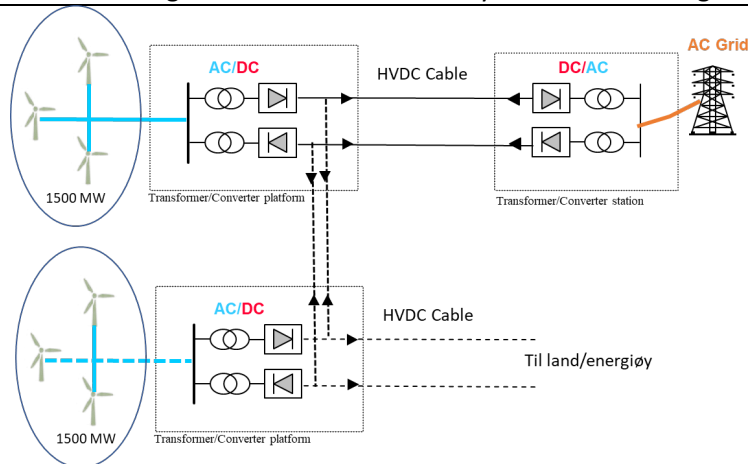
525 kV radial som kan utvides til hybrid forbindelse

- Bygget som radial fra start
- Tilrettelagt for videre utvidelse til hybrid (Multiterminal)



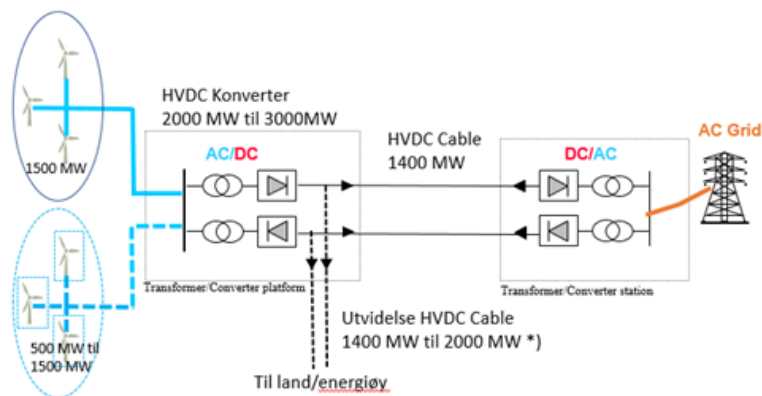
Konfigurasjon 3

Beskrivelse:
 525 kV radial som kan utvides til hybridforbindelse og utvides på AC siden på offshore for transformator/konverterer plattform
 - Bygget som radial fra start
 - Rettelagt for videre utvidelse til hybridforbindelse og AC utvidelse



Konfigurasjon 4

Beskrivelse:
 Radial forbindelse 525 kV med mulighet for utvidelse til:
 -Hybridforbindelse (koble sammen en ny radial på HVDC siden)
 - 1500MW utvidelse av vindpark med ny konverterplattform



Konfigurasjon 5

525 kV radial som kan utvides til hybrid og utvidet 1500 MW vindpark
 - 1500 MW vindpark (fase 1)
 - Bygget som radial fra start
 - HVDC plattform og HVDC konverter optimalisert for utvidelse av vindpark (mellom 500 MW til 1500 MW utvidelse)

