



NVE

Reguleringsmyndigheten  
for energi – RME

## RME RAPPORT

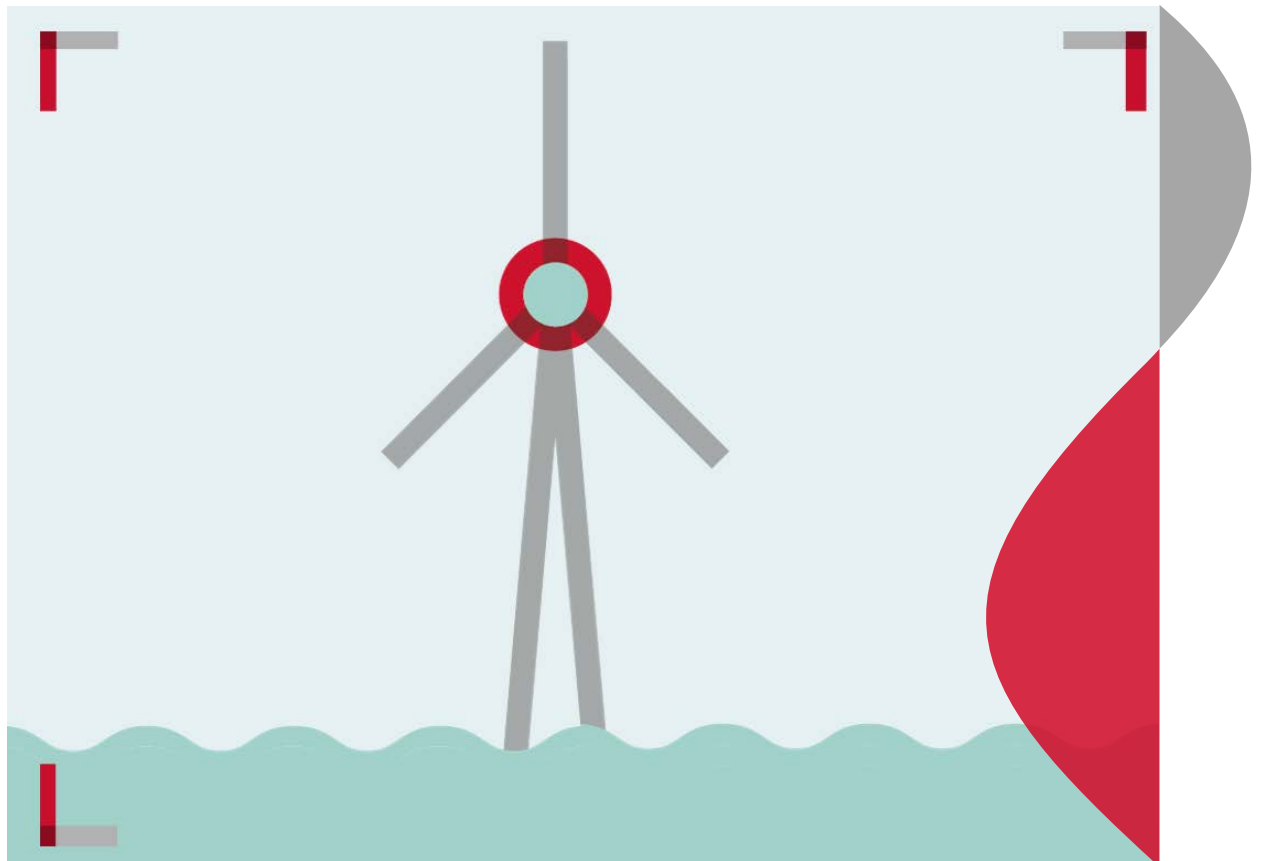
Nr. 11/2022

.....

# Regulering av nett til havs – Del I Radiell tilknytning til Norge

.....

*Eirik Eggum, Lars Stemland Eide, Ove Flataker, Virginia Grigorian,  
Stian Henriksen, Marie Hjorth Slåttebrekk, Silje C. Syvertsen*



# RME Rapport nr. 11/2022

## Regulering av nett til havs

### – Del I Radiell tilknytning til Norge

**Utgitt av:** Reguleringsmyndigheten for energi

**Forfattere:** Eirik Eggum, Lars Stemland Eide, Ove Flataker, Virginia Grigorian, Stian Henriksen, Marie Hjorth Slåttebrekk, Silje C. Syvertsen

**Forsideillustrasjon:** NVE

**ISBN:** 978-82-410-2269-2

**ISSN:** 2535-8251

**Saksnummer:** 202204395

**Sammendrag:** Rapporten gir en vurdering av behov for regulering av radielle nettanlegg som knytter sammen vindkraftproduksjon til havs med nettet på land. Vurderingene knytter seg til regulering av monopoloppgaver og markedsadgang for havvindaktørene, og eventuelle andre aktører som ønsker tilgang til elektrisk kraft på havet. Vurderingene omfatter også forhold knyttet til det langsiktige perspektivet for utvikling av havvind, gitt de politiske ambisjonene både i Norge og Europa. Rapporten er skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

**Emneord:** Havvind, nett, havnett, radial, offshore, regulering, havenergiloven, fornybar energi, kraftproduksjon, Sørlige Nordsjø II, Utsira Nord

Reguleringsmyndigheten for energi  
Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95  
E-post: [rme@nve.no](mailto:rme@nve.no)  
Internett: [reguleringsmyndigheten.no](http://reguleringsmyndigheten.no)

desember, 2022

# Innhold

<b>Sammendrag .....</b>	<b>6</b>
<b>1 Innledning .....</b>	<b>10</b>
<b>2 Behov for regulering av radialer til havs i tre scenarioer.....</b>	<b>11</b>
2.1 Forutsetninger som er lagt til grunn i vurderingene .....	11
2.2 Scenario A – kundespesifikt nett med én bruker .....	12
2.3 Scenario B – kundespesifikt nett med flere brukere .....	13
2.4 Scenario C – eiermessig skille mellom nett og brukere av nett .....	14
<b>3 Klassifisering av radialer for tilknytning av havvind.....</b>	<b>15</b>
3.1 Våre hovedvurderinger .....	15
3.2 Kundespesifikke nettanlegg er nettanlegg som betjener én eller et fåtall brukere .....	15
3.3 Klassifisering som transmisjonsnett .....	16
3.4 Samfunnmessige konsekvenser av hvem som planlegger og bygger nett til havs.....	20
<b>4 Tredjepartsadgang .....</b>	<b>21</b>
4.1 Våre hovedvurderinger .....	21
4.2 Bakgrunn for tredjepartsadgang.....	21
4.3 Vurdering av behov for tredjepartsadgang til havs .....	21
4.4 Havvindprosjektenes plass i tilknytningskøen på land.....	24
<b>5 Måling og avregning.....</b>	<b>26</b>
5.1 Våre hovedvurderinger .....	26
5.2 Bakgrunn for regulering av måling og avregning på land .....	26
5.3 Behov for regulering av måling og avregning til havs .....	27
5.4 Cybersikkerhet.....	27
<b>6 Systemdrift.....</b>	<b>29</b>
6.1 Våre hovedvurderinger .....	29
6.2 Bakgrunn for regulering av systemdrift på land .....	29
6.3 Behov for regulering av systemdrift til havs.....	30
<b>7 Markedsadgang .....</b>	<b>33</b>
7.1 Våre hovedvurderinger .....	33
7.2 Bakgrunn for regulering av markedsadgang på land.....	33
7.3 Behov for regulering av markedsadgang til havs.....	34
7.4 Havvindkonsortier .....	35
7.5 Markedsadferd og transparens .....	37
<b>8 Økonomisk regulering og tariffing av nettvirksomhet.....</b>	<b>39</b>
8.1 Våre hovedvurderinger .....	39
8.2 Økonomisk regulering på land .....	39
8.3 Behov for økonomisk regulering til havs.....	41

8.4	Tariffering .....	44
<b>9</b>	<b>Leveringskvalitet.....</b>	<b>50</b>
9.1	Våre hovedvurderinger .....	50
9.2	Bakgrunn for regulering av leveringskvalitet på land .....	50
9.3	Behov for regulering av leveringskvalitet til havs .....	51
<b>10</b>	<b>Forholdet mellom regelverket på land og til havs .....</b>	<b>53</b>
10.1	Rekkevidden til havenergilova, energiloven og petroleumsloven	53
10.2	Hvordan få til like reguleringer til havs og på land .....	55
<b>Vedlegg</b>	<b>.....</b>	<b>57</b>

# Forord

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) ble i brev av 18. februar 2022 fra Olje- og energidepartementet gitt i oppdrag å bistå til departementets vurderinger knyttet til regulering av nett til havs.

Oppdraget er bestått av tre deler: Del 1 om vurderinger av relevante forhold knyttet til markedsdesign for vindkraft og nett til havs, herunder modeller for prisområder for hybridprosjekter og konsekvenser av de ulike modellene. I denne delen ber departementet også om en vurdering av konsekvenser av ulike modeller for fordeling av flaskehalsinntekter og gjennomgang av regelverket for bruk av flaskehalsinntekter. Del 2 gjelder regulatoriske sider ved samordning av nett til havs, og en vurdering av anleggsbidragsregler for ulike nettløsninger og hvilke prissignal de gir. Del 3 er å vurdere det juridiske rammeverket for økonomisk regulering, tariffing, flaskehalsinntekter og tredjepartsadgang.

RME mottok 7. september 2022 en revidert oppdragsbeskrivelse og frist. Der bes RME om å gjennomføre oppdraget i to leveranser. Den første leveransen skal omhandle regulatoriske forhold knyttet til radialer, og særlig knyttes til de to åpne områdene på Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II fase 1. Den andre leveransen er i hovedsak knyttet til markedsdesign og økonomisk regulering av hybrider, og skal leveres i rapportformat i løpet av februar 2023. RME bes i oppdraget om å beskrive behovet for eventuelle lov- og forskriftsendringer der det er relevant.

Første leveranse ble foreløpig besvart i form av en intern presentasjon for OED 18. oktober 2022, og besvares med dette i form av en rapport.

Desember, 2022

Kjetil Lund  
Vassdrags- og energidirektør

Tore Langset  
direktør  
Reguleringsmyndigheten for energi

*Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner*

# Sammendrag

Regjeringen har åpnet to områder for vindkraft til havs, Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord. Ambisjonene for utvikling av vindkraft til havs i Norge er imidlertid mye høyere.<sup>1</sup> I tillegg kommer ambisjonene til de andre landene rundt Nordsjøbassenget.<sup>2</sup>

Samlet tilsier disse ambisjonene at det kan bli utviklet et omfattende havnett i Nordsjøbassenget, der produksjon og forbruk knyttes sammen til havs og mellom land.

Denne rapporten omhandler regulatoriske forhold knyttet til radiale løsninger inn til land i Norge fra de to områdene som nå er åpnet for havvind. OED ber i tilleggsbrevet til oppdraget, datert 9 september 2022, om at RME tar «utgangspunkt i at radiale planlegges, bygges, driftes, finansieres og eies av aktørene til havs. Det legges til grunn radiale løsninger, og at anleggene vil være kundespesifikke og ikke vil inngå i transmisjonsnettet».

OED skriver videre at «[E]r det forhold som taler imot dette utgangspunktet, ber vi om at RME raskt gir en tilbakemelding på det.»

## *Langsiktig utvikling av havnettet*

RME har lagt OEDs forutsetninger til grunn for vurderingene i denne rapporten. Utgangspunktet for våre vurderinger er samtidig at nettanlegg til havs bør planlegges, bygges, driftes, utnyttes og utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte. Hva som er rasjonelt, beror i noen grad på tidshorison og ambisjonsnivå.

Dersom det viktigste målet er å realisere første fase raskest mulig, taler flere forhold for at havvindprodusenten selv bør bygge, eie og drifte nettet. Havvindprodusenten vil ha sterke insentiv til å ferdigstille til riktig tid, til å sikre høy driftsregularitet, og til å minimere kostnader i utbygging og drift.

Samtidig er det viktig å legge til rette for en samfunnsmessig rasjonell utvikling og bruk av nettet over tid. Nettutbygging har stordriftsfordeler og nettverkseffekter, der en radial kan gi større nytte som del av et større system enn alene. Norges og andre lands ambisjoner i Nordsjøbassenget peker mot at det kan bli utviklet et omfattende havnett, der produksjon og forbruk knyttes sammen til havs og mellom land. Dette vil kreve flere store nettanlegg der egnede kabeltraseer og areal for omformer- og transformatorstasjoner på land kan bli knappe ressurser som bør utnyttes optimalt.

Forhold knyttet til arealbruk og miljø vurderes typisk i konsesjonsbehandlingen. Dette ligger utenfor RMEs mandat. Vi vil likevel påpeke at også areal- og miljøforhold ofte trekker i retning av at samordnet nettutbygging er det mest samfunnsmessig rasjonelle, og noen ganger eneste reelle alternativ.

---

<sup>1</sup> [Havvind - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

<sup>2</sup> [The North Seas Energy Cooperation \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/euro-observatory/en/energy-cooperation)

### *Regulering av radialer til havs*

Fornybar energi som produseres utenfor grunnlinjen, er i dag regulert av havenergilovas system. Denne inneholder foreløpig svært lite om nettregulering og energimarked. Regulatoriske hjemler og virkemidler må derfor innføres gjennom lov, forskrift eller konsesjonsvilkår. Et alternativ som kan vurderes for å sikre dette, er å utvide energilovens geografiske virkeområde. RME mener det er viktig at aktørene til havs i hovedsak står overfor de samme reglene som tilsvarende aktører på land. Der det eventuelt skal gjøres unntak, bør dette begrunnes særskilt.

I mange tilfeller vil nettanleggene fra havvindparkene være på et spenningsnivå som tilsier at de kan inngå i transmisjonsnett. Energiloven gir imidlertid et unntak fra transmisjonsnett dersom nettanleggene kun betjener *en enkelt eller et fåtall brukere*. Dette er såkalte kundespesifikke anlegg. Foreløpig er det ikke etablert en klar grense for hva som kan defineres som et fåtall brukere. Dagens praksis har så langt knyttet seg til antall brukere, uavhengig av størrelse og kategori av bruker. NVE gjør en vurdering av klassifisering i den enkelte sak.

### *Én havvindprodusent tilknyttet radialen til havs*

Det vil ikke være behov for omfattende regulatoriske virkemidler dersom det kun er én havvindprodusent som eier egen radial som tilknyttes nettet på land. Produsenten vil da i stor grad reguleres i tilknytningspunktet til land, etter energilovens system. Havvindprodusenten vil dekke kostnadene for nett til havs, og betale anleggsbidrag og innmatingstariff etter gjeldende regelverk på land for tilknytning til og bruk av nettet på land.

Det må imidlertid sikres at systemansvarlig har hjemler og virkemidler ovenfor produksjonsanleggene. Det må også sikres vilkår som ivaretar eventuelle tredjeparter som knyttes til nettanlegget. I tillegg må det sikres vilkår for overdragelse av nettanlegget dersom nettanlegget for eksempel må overdras til Statnett på grunn av en omklassifisering.

Dersom havvindprodusentene bygger egen radial til et tilknytningspunkt innenfor grunnlinjen og dermed innenfor energilovens virkeområde, vil dette scenarioet gjelde for Sørlike Nordsjø II første fase og for Utsira Nord.

### *Krav om tilknytningsplikt*

For å sikre en god utnyttelse av nettinvesteringer bør det være krav om at netteier skal slippe andre brukere inn på sitt nett hvis nettanlegget har kapasitet til det (tredjepartsadgang). God utnyttelse av nettanlegg er både økonomisk og miljømessig gunstig. Til havs kan dette løses gjennom krav om preinvesteringer. Dette kan for eksempel skje i form av krav til overføringskapasitet eller spenningsnivå når sannsynligheten for tredjeparter og/eller sammenkoblinger med et større havnett vurderes som høy. Slike krav betyr dyrere nettinvesteringer nå, og kan også bety at det tar lengre tid å få realisert de første havvindprosjektene. For hvert område som lyses ut, bør det gjøres vurderinger av behovet for slike preinvesteringer, og av om nytten for samfunnet er større enn kostnadene. Prosessene til havs er i stor grad myndighetsstyrt ved at staten åpner områder og tildeler rett til å utvikle prosjekter. Det gir større anledning til å se nåværende og fremtidig behov for nett i sammenheng.

Forsterkning av et etablert nettanlegg til havs kan være uforholdsmessig dyrt. Samlet taler disse aspektene mot at konsesjonærer for nettanlegg til havs skal ha en investeringsplikt slik som på land.

#### *Flere havvindprodusenter og/eller forbrukere tilknyttet samme radial til havs*

Radialen er brukernes eneste kanal til kraftmarkedet. I tilfeller med flere brukere av samme radial er det derfor viktig at netteier opptrer nøytralt og ikke-diskriminerende overfor alle brukere. Nøytraliteten vil bli best ivaretatt hvis netteier ikke har eiermessige koblinger til brukerne av nettet. Under visse forutsetninger kan nøytraliteten likevel bli tilfredsstillende ivaretatt også dersom havvindprodusenten eier radialen. Viktige forutsetninger er da at hver enkelt bruker gis full og individuell markedsadgang, og at Statnett som systemansvarlig til havs gis tilsvarende virkemidler som på land.

For å sikre at brukerne møter nøytrale og ikke-diskriminerende vilkår, bør netteier følge de samme tariffingsprinsippene som gjelder på land. Det kan åpnes for at aktørene seg imellom avtaler fordeling av kostnader. Det må imidlertid sikres at nettkonsesjonær fører adskilte regnskap mellom nettvirksomhet og annen virksomhet. Det bør videre gis klageadgang til en nasjonal myndighet som utpekes som reguleringsmyndighet. Der det vurderes hensiktsmessig, bør radialeierens tariffer bli forelagt slik myndighet for godkjenning.

#### *Radialer til havs kan bli klassifisert som transmisjonsnett*

Hvis nettanlegget klassifiseres som transmisjonsnett, vil det utløse behov for en nøytral aktør som eier. Behovet er knyttet til at kundene og funksjonen nettet har blir best ivaretatt av en eier uten eiermessige bindinger til produksjon. I tillegg blir det et spørsmål om statlig styring og kontroll med viktig infrastruktur. Staten kan ha betydelig kontroll på pengestrømmer og beslutninger gjennom ulike former for regulering, men full styring og kontroll oppnås kun gjennom eierskap. Etter energiloven er det kun Statnett som kan eie og drive transmisjonsnett. Det er etter vår vurdering sterke argumenter for at eierskapet til et eventuelt transmisjonsnett til havs bør legges til Statnett.

Hvis nettet til havs klassifiseres som transmisjonsnett, tilsier gjeldende tariffregelverk under energiloven at Statnetts kunder på land kan måtte dekke deler av kostnadene ved radialen. Så lenge nettanleggene ikke er klassifisert som transmisjonsnett, vil kostnadene for nett til havs i sin helhet dekkes av brukerne til havs. Dersom det klassifiseres som transmisjonsnett og energilovens tariffingsregler legges til grunn, er det ikke gitt at anleggsbidrags- og nettleieinntektene fra brukerne til havs er tilstrekkelig til å dekke alle kostnadene. Dette gjelder kapitalkostnadene som ikke er dekt av anleggsbidrag som følge av reduksjonsfaktor, samt drifts-, vedlikeholds- og reinvesteringkostnader.

#### *Overordnet om integrering av kraft fra havvind med kraftsystemet på land*

Kraftsystemet på land er integrert og sammenkoblet på nasjonalt, nordisk og europeisk nivå. Kraftsystemet gjennomgår nå store endringer som følge av økt andel variabel fornybar energi, økt elektrifisering og forbruk, og en tettere integrering både



internt i Norge og mellom land. For å kunne drifte dette sammenkoblede kraftsystemet på en sikker, pålitelig og effektiv måte, er felles prosedyrer og samarbeid mellom systemoperatørene i de ulike landene avgjørende. Det etablerte markedsdesignet, som er under en stadig utvikling og harmonisering på nordisk og europeisk nivå, forsøker å møte disse endringene.

Kraftproduksjonen fra havvind vil måtte integreres i det eksisterende kraftsystemet på land, der hvor forbruket er lokalisert. Kraftproduksjon fra havvind bør derfor også integreres i det eksisterende markedsdesignet. De politiske målene om utbygging av havvind tilsier at havvindens relative betydning for kraftsystemet vil tilta raskt, både med tanke på forsyningsikkerhet og effektivitet.

### *Nettplanlegging*

Det vil også bli viktig at nettplanlegging på land og til havs blir godt koordinert. Statnett, sammen med NVE, bør ha en sentral rolle i planleggingen av havnettet. Det er bestemt at Statnett skal utpekes som systemansvarlig til havs. Systemansvaret og nettplanlegging henger tett sammen. Det bør vurderes nærmere om rollefordelingen mellom departement, NVE og Statnett bør være den samme til havs som på land. Vi viser til at departementet gjennom åpningsprosessen har lagt sterke føringer for nettplanleggingen til havs, som ikke har sitt motstykke på land.

### *Tildelingsprosessen bør tilrettelegge for samfunnsmessig rasjonelle løsninger*

Det er ikke en del av RMEs oppdrag å vurdere tildelingsprosesser. Vi knytter likevel noen overordnede kommentarer til dette, fordi utforming av tildelingsprosess bør sees i sammenheng med eventuelle ønsker om å tilrettelegge radialen for senere videreutvikling.

Det legges opp til at Sørlige Nordsjø II fase I tildeles på bakgrunn av auksjon. RME vil påpeke at før auksjonen åpnes bør alle vesentlige forhold som kan påvirke budgivningene være avklart. Dersom viktige forhold som påvirker lønnsomheten i investeringene blir avklart først etter at aktørene har gitt bud, kan den påfølgende konsesjonsprosessen bli krevende. Dette gjelder for eksempel miljøkrav eller kostnader til nett. Det er dessuten rimelig å anta at investorenes betalingsvilje øker jo flere av rammevilkårene som er avklart før auksjonen avholdes. Avklaring av rammevilkår på forhånd legger også bedre til rette for at areal tildeles det konsortiet som presumptivt har best forutsetninger for å bygge og drive anlegget sikkert og effektivt.

Departementet har satt som forutsetning for de første prosjektene at nettkostnader til havs ikke skal påvirke nettareffektene på land. Gitt denne forutsetningen bør eventuelle krav om nettløsninger som skal tilrettelegge for framtidige tilknytninger, klargjøres før auksjonen. Både de tekniske kravene i seg selv, og hvordan disse skal håndteres økonomisk og organisatorisk, bør være avklart. Dette gjelder både om det legges til rette for fremtidig tilknytning av nye brukere av radialen, og om det legges til rette for at radialen senere knyttes til et større nett til havs.

# 1 Innledning

RME er bedt om å bistå departementet i sine vurderinger knyttet til regulering av nett til havs. Oppdraget er delt i to leveranser, der den første skal omhandle regulatoriske forhold knyttet til radielle løsninger fra havvindparker inn til land i Norge, mens den andre leveransen er knyttet til regulatoriske forhold knyttet til hybride nettløsninger som også involverer tilknytning til andre land. Det er den første leveransen som beskrives i denne rapporten.

RME er bedt om å vurdere om de radielle løsningene for tilknytning av havvind til Norge kan reguleres som kundespesifikke nettanlegg tilsvarende som på land og hvilke regulatoriske hjemler og virkemidler som behøves for å regulere ulike radielle løsninger til havs.

OED ber om at det tas «utgangspunkt i at radialene planlegges, bygges, driftes, finansieres og eies av aktørene til havs. Det legges til grunn radielle løsninger, og at anleggene vil være kundespesifikke og ikke vil inngå i transmisjonsnettene.» OED ber RME vurdere om regelverket knyttet til kundespesifikke anlegg er tilstrekkelig for regulering av produksjons- og nettanleggene for vindkraft til havs, og ber om at RME peker på hvilke forhold som eventuelt bør reguleres ytterligere. Herunder, kan det kundespesifikke nettet til havs være slik at flere aktører samordner seg om en felles nettløsning. Det bes om at vi vurderer fordeler og ulemper ved slike felles løsninger, og behovet for ytterligere regulering og konkurransehensyn, tariffing og tredjepartsadgang. [Oppdragstekstene kan leses her: Regulering av nett til havs - NVE](#)

OED ber om at vi eksemplifiserer med de to åpne områdene Sørlege Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord.

Oppdraget er besvart ved å vurdere behovet for regulering til havs knyttet til de ulike temaene vi har ansett som relevante å beskrive for radialer. Vi vurderer regelverket knyttet til kundespesifikke radialer, gjennom å se temavis på klassifisering, tilknytningsplikt, måling og avregning, systemdrift, markedsadgang og -adferd, økonomisk regulering, tariffing og leveringskvalitet. I tillegg har vi pekt på forhold knyttet til organisering av markedsaktørene i konsortier, og forholdet mellom regelverket til havs og på land.

Vi har besvart behovet for regulatoriske virkemidler med å skissere tre ulike scenarioer som viser spennet i regulatoriske behov, avhengig av hvilken nettløsning og organisering som velges til havs. Vi erfarer at det fortsatt er usikkert hvordan nettløsningen blir både i Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord, men vi mener scenarioene vil dekke mulighetsrommet for disse og for fremtidige radialer.

Vi har i stor grad tatt utgangspunkt i regelverket på land når vi har vurdert det regulatoriske behovet til havs. Der det er relevant, har vi også kommentert EØS-regelverket. Vi påpeker at flere av forholdene vi har vurdert som følge av oppdragsteksten, ikke ligger til RMEs myndighetsområde.

## 2 Behov for regulering av radialer til havs i tre scenarier

Kraftsystemet kan beskrives som en stor og kompleks maskin, med et stort antall aktører som må koordinere adferd for at systemet skal fungere. Over tid er det utviklet et bredt regulatorisk rammeverk, både nasjonalt og internasjonalt, med en målsetning om at systemet utvikles og driftes på en samfunnsmessig rasjonell måte. Når havvindproduksjon i fremtiden skal koble seg på som en del av dette systemet, er det viktig at også dette gjøres på en måte som gagnar samfunnet som helhet, og som ikke setter sikkerheten i systemet på spill.

I denne rapporten drøftes problemstillinger knyttet til planlegging, bygging, drift, eierskap og finansiering av radialer til havs. Et fellestrekk ved disse problemstillingene er at behovet for regulering vil være avhengig av hvordan aktørbildet til havs utvikler seg, der kompleksiteten i reguleringen øker i tråd med antall aktører som er involvert. Det er politiske ambisjoner om en storstilt utvikling av havvind i Norge og i Nordsjøbassenget. Det er mye som tyder på at det kan bli et stort og integrert havnett på sikt. I rapporten beskriver vi gjennomgående tre scenarier som viser spennet i regulatoriske behov.

### 2.1 Forutsetninger som er lagt til grunn i vurderingene

Vi legger til grunn følgende føringer fra oppdragsteksten. Som utgangspunkt skal radialene planlegges, bygges, driftes, finansieres og eies av aktørene til havs. Det er videre lagt til grunn radielle løsninger, at anleggene vil være kundespesifikke og ikke vil inngå i transmisjonsnettet. Kundenspesifikt nett kan utformes på flere måter, enten at hver aktør etablerer sin egen tilknytningsløsning, eller at partene samordner seg og utarbeider en felles nettløsning. OED har bedt om at det tas utgangspunkt i de to åpne områdene Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord.

Vi legger i tillegg inn noen egne forutsetninger vi mener er viktige for å gi en fullstendig besvarelse på oppdraget. Vi legger til grunn at utlyst produksjonskapasitet i både Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord er av en størrelsesorden som, avhengig av hvilken nettløsning som velges, vil kunne trenge nettanlegg på spenningsnivå som normalt inngår i transmisjonsnettet. Vi legger videre til grunn at både norske og andre lands ambisjoner for utbygging i Nordsjøbassenget tilsier at det på sikt *kan* være rasjonelt med sammenkobling med uttak, andre havvindparker og/eller andre kraftsystem/land. Vi mener derfor det er viktig å belyse forhold som *kan* tas med for å tilrettelegge for en slik utvikling, og hvilke regulatoriske konsekvenser det har.

Basert på føringer i oppdragsteksten og overnevnte egne antakelser har vi definert tre scenarier vi baserer vurderingene våre på. Scenario A og B er kundespesifikke anlegg med hhv. én eller flere brukere, mens scenario C karakteriseres ved eiermessig skille mellom netteier og brukere av nett til havs. Siden en del av oppdraget er å relatere vurderingene til de to åpne områdene, har vi i vedlegget til denne rapporten laget en tabell som viser hvordan scenarioene kan relateres til de ulike nettløsningene på Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord.

Hensikten med å definere scenarier er for å ta høyde for et stort utfallsrom i nettløsninger og eierskap, og likevel kunne basere vurderinger av ulike regulatoriske problemstillinger på samme sett forutsetninger. Scenariene må derfor sees på som ulike sett med forutsetninger om roller, ansvar, eierskap og samordning for nett til havs.

## 2.2 Scenario A – kundespesifikt nett med én bruker



I scenario A eier hver enkelt produsent sin egen radial, som tilknyttes eksisterende nett på innsiden av grunnlinjen. Vi forutsetter at det er samme selskap som har konsesjon for produksjons- og nettanlegg til havs<sup>3</sup>, og som har tilknytningsavtale med nettselskap på land.

Scenario A dekker tilfellet der havvindkonsesjonæren er radielt tilknyttet innenfor grunnlinjen, uten andre brukere av radialen. Figuren viser et eksempel med tre havvindkonsesjonærer som alle har egen radial inn til eksisterende nett innenfor grunnlinjen.

Scenario A dekker Sørliche Nordsjø II fase 1 forutsatt at det ikke er andre brukere av radialen.

Scenario A dekker Utsira Nord ved såkalt distribuert løsning, som innebærer at hver havvindkonsesjonær har egen radial hele veien inn til det ordinære nettet på land. Det samme gjelder hvis det bygges et felles nettanlegg og tilknytningspunkt<sup>4</sup> til det felles nettanlegget er innenfor energilovens virkeområde. Et ev. felles nettanlegg innenfor energilovens virkeområde kan være klassifisert som transmisjonsnett og eid av Statnett eller det kan være kundespesifikt og eid av en eller flere av produsentene.

<sup>3</sup> Etter gjeldende regulering vil havvindprodusenter i scenario A samlet sett måtte ha 4 konsesjoner: (1) produksjonsanleggskonsesjon fra OED etter havenl. § 3-1, (2) nettanleggkonsesjon fra OED etter havenl § 3-2, (3) anleggskonsesjon fra NVE etter enl. § 3-1 for nettanlegg innenfor grunnlinjen, og antagelig (4) omsetningskonsesjon fra RME etter enl. § 4-1. For at den fornybare kraften skal kunne omsettes, vil etter vår vurdering en aktør i scenario A ha plikt til å søke om en omsetningskonsesjon fra RME etter NEM § 4-2 andre ledd fordi vedkommende vil være en enhet «...som omsetter elektrisk energi», eller som kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon» innenfor grunnlinjene.

<sup>4</sup> Med tilknytningspunkt i denne rapporten menes grensesnittet mellom nettselskapets og kundens elektriske anlegg.

## 2.3 Scenario B – kundespesifikt nett med flere brukere



I scenario B tilknyttes flere brukere til nettanlegget utenfor grunnlinjen. Hver enkelt produsent har konsesjon for produksjonsanlegg<sup>5</sup> og for nettanlegg<sup>6</sup> frem til tilknytningspunktet på radialen utenfor grunnlinjen. Videre har ett rettssubjekt konsesjon for felles nettanlegg etter havenergi-loven fra utsiden av grunnlinjen og til et tilknytningspunkt på land<sup>7</sup>. Denne konsesjonæren har også tilknytningsavtale med nettselskap på land.

Scenario B kan omfatte ulike organiseringer av felles nettinfrastruktur:

1. Nettet ligger i samme selskap som én av havvindkonsesjonærene. Nettvirksomheten er regnskapsmessig skilt fra produksjonsvirksomheten.
2. Nettet ligger i eget selskap, som er eid av én eller flere av havvindkonsesjonærene.
3. Som (2), men eid av eierne av havvindkonsortiet/-konsortiene.
4. Som (3), men med uavhengig styre mv. (funksjonelt skille).

Forskjellen mellom alternativene går på i hvilken grad nettvirksomheten, som er et naturlig monopol hvor alle brukere bør likebehandles, er skilt fra den konkurransutsatte produksjonsvirksomheten. Alternativ 1 har det svakeste skillet, alternativ 4 det sterkeste. Der det har materiell betydning for vurderingene våre, vil vi utdype betydningen av organiseringen av nettinfrastrukturen.

Scenario B dekker tilfeller der det er flere havvindprodusenter og/eller der det er uttakskunder tilknyttet nettanlegg utenfor grunnlinjen.

Scenario B dekker Sørilige Nordsjø II fase 1 dersom det tilknyttes tredjeparter. Dette kan være både produsenter og forbrukere.

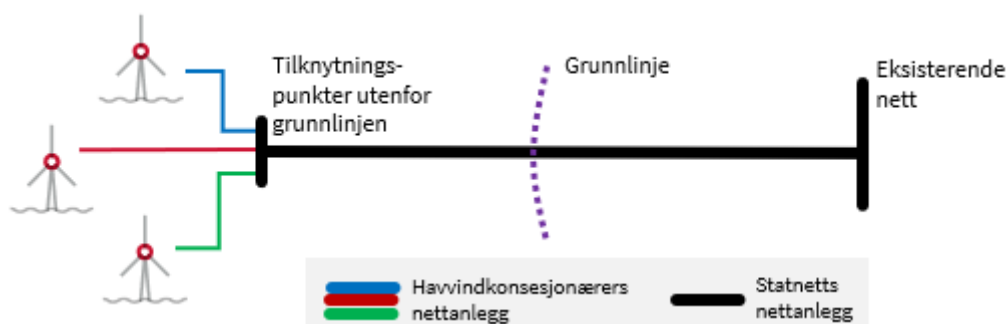
<sup>5</sup> Produksjonsanleggskonsesjon fra OED etter havenl. § 3-1.

<sup>6</sup> Nettanleggskonsesjon fra OED etter havenl § 3-2.

<sup>7</sup> Nettanleggskonsesjon fra OED etter havenl § 3-2. For ordens skyld kan det nevnes at nettanleggskonsesjonæren etter havenl også må ha anleggskonsesjon fra NVE etter energiloven § 3-1 for nettanlegg innenfor grunnlinjen, samt omsetningskonsesjon fra RME etter enl. § 4-1.

Scenario B dekker Utsira Nord ved felles nettløsning, dersom tilknytningspunkt for brukerne/tredjeparter til nettanlegget er utenfor grunnlinjen og energilovens virkeområde.

## 2.4 Scenario C – eiermessig skille mellom nett og brukere av nett



I scenario C forutsetter vi eiermessig skille mellom den som har konsesjon for de felles nettanleggene til havs og brukerne av nettanleggene til havs, som kan være både havvindprodusenter og uttakskunder.

Scenario C dekker Sørilige Nordsjø II fase 1, dersom det blir bestemt at Statnett eller en annen part som ikke har eiermessige bindinger til brukerne av radialen, skal bygge, eie, og drive nødvendige nettanlegg til havs.

Scenario C dekker videre alle tilfeller der nettanlegg til havs blir klassifisert som transmisjonsnett med tilhørende krav om eiermessig skille. Etter energiloven er det kun Statnett som kan eie transmisjonsnett. Videre kan det utledes fra elmarkedsdirektivets system at nye *transmisjonsanlegg* skal eies av eiermessig atskilt TSO. Alternative TSO-modeller som f.eks. ISO-modell (independent system operator) forutsetter at eierskapet til transmisjonsnett inngikk i et vertikalt integrert foretak senest 3. september 2009. Vår oppfatning er at det ikke er praktisk å vurdere andre TSO-modeller enn den valgte modellen på land med fullt eiermessig skille.

Beskrivelsen av scenarioene ovenfor dekker ikke alle nyanser og kombinasjonsmuligheter. For eksempel kan det tenkes at scenario A eller B anvendes i utbyggingsfasen, mens scenario C anvendes i driftsfasen, utløst av omklassifisering til transmisjonsnett. Det kan også tenkes at radialen eies av Statnett eller et annet nettselskap på land, og samtidig er definert som et kundespesifikt anlegg.

# 3 Klassifisering av radialer for tilknytning av havvind

## 3.1 Våre hovedvurderinger

- Stor installert ytelse i havvindparker gjør at nødvendige nettanlegg for tilknytning av havvind, som er på spenningsnivå etter energiloven § 1-5, inngår i transmisjonsnett.
- Nettanlegg som oppfyller spenningskriteriet som nevnt over, kan likevel unntas transmisjonsnett dersom nettanlegget betjener én eller et fåtall brukere. Det må vurderes konkret om unntaket om én eller et fåtall også skal gjelde dersom det er et fåtall store produksjonsanlegg. Etter energiloven er det NVE som avgjør klassifiseringsspørsmål.
- Dersom et nettanlegg klassifiseres som transmisjonsnett kan det ikke eies av en kraftprodusent.
- Klassifisering som transmisjonsnett kan føre til at produsentene betaler en lavere nettleie og at ev. kostnader som ikke dekkes av produsentene belastes Statnetts kunder på land.
- Nettanlegg med én eller et fåtall brukere tilknyttet betegnes som kundespesifikt, og kan eies, bygges og drives av en havvindprodusent uavhengig av spenningsnivå.

## 3.2 Kundespesifikke nettanlegg er nettanlegg som betjener én eller et fåtall brukere

Begrepet «kundespesifikt nettanlegg» har ikke en legaldefinisjon. Det brukes i flere sammenhenger, og er knyttet til antall brukere av et nettanlegg («én enkelt eller et fåtall»). Klassifisering av et nettanlegg som kundespesifikt, kan ha betydning for fordeling av nettkostnader og for hvem som kan eie anlegget.

### 3.2.1 Det er vanlig at produsenter eier egen tilknytningsledning

Ved etablering av produksjonsanlegg på land innebærer reglene om tilknytningsplikt at kraftprodusenten har rett til å knytte seg til eksisterende nett. Nødvendige nettanlegg fra produksjonsanlegget og frem til tilknytningspunkt i eksisterende nett må produsenten i utgangspunktet selv ha anleggskonsesjon for å eie, bygge og drive. Noen nettselskap bygger imidlertid nett helt frem til produsenten, selv om de ikke plikter å gjøre det.

Flere kraftprodusenter på land eier egen tilknytningsledning. Som anleggskonsesjonær for egen tilknytningsledning har kraftprodusenten tilknytningsplikt, og kan få tredjeparter tilknyttet sitt nettanlegg. Dette kan være både uttakskunder og andre produsenter.

### 3.3 Klassifisering som transmisjonsnett

Transmisjonsnettet binder sammen store produsenter og uttakskunder i et landsdekkende system. Transmisjonsnettet omfatter også utenlandsforbindelsene. Det stilles særskilte krav til operatører av transmisjonsnett. Transmisjonsnett på land er på høyt spenningsnivå, vanligvis 300 til 420 kV. I enkelte deler av landet inngår også anlegg på 132 kV. Stor samlet produksjonskapasitet i de åpnede områdene Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord gjør at det er aktuelt å tilknytte med nettanlegg på spenningsnivå som normalt inngår i transmisjonsnettet.

OED kan i enkeltvedtak fastsette hvilke anlegg som skal inngå i transmisjonsnettet, jf. energiloven § 1-5. Denne kompetansen er delegert til NVE.

#### 3.3.1 Betydning av radialforbindelsens rettslige karakteristikk

Det norske transmisjonsnettet eies av Statnett og inkluderer i hovedsak *«anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene»*, jf. energiloven § 1-5 første ledd<sup>8</sup>. Vilkåret *«vesentlig betydning»* innebærer etter ordlyden at anlegget er svært viktig for driften av anleggene i transmisjonsnettet. Forarbeidene forklarer at det siktes til *«nettanlegg som er en del av det integrerte nettet og som ut fra systemdriften eller systemutviklingen bør ses i sammenheng med det øvrige transmisjonsnettet.»*<sup>9</sup>

Energiloven § 1-5 annet og tredje ledd inneholder særregler om at transformatorer og anlegg som kun tjener en enkelt eller et fåtall brukere, ikke skal inngå i transmisjonsnett, samt et siste ledd om at departementet kan fatte enkeltvedtak om hvilke anlegg som inngår i transmisjonsnettet.

Forarbeidene legger opp til at uttrykket *«en enkelt eller et fåtall brukere»* i energiloven § 1-5 tredje ledd kan omfatte både produksjons- og forbrukerkunder.<sup>10</sup> Det finnes foreløpig ingen vedtak som klargjør hvor mange nettbukere som vil utgjøre *«et fåtall»* brukere, eller når antall brukere blir for høyt for at nettanlegget kan anses som kundespesifikt. Etter en naturlig forståelse av ordlyden kan det ikke være mange.

Ved omklassifisering av Herøya Nett sine 300 kV nettanlegg, har NVE vurdert at 80 brukere var mer enn *«et fåtall»* kunder i det konkrete tilfellet vedtaket tok for seg.<sup>11</sup>

---

<sup>8</sup> Definisjonen av transmisjonsnett ble tilføyd i energiloven § 1-5 i 2016 for å tilpasse regelverket til elmarkedsdirektivet, som definerer transmisjon som *«transport av elektrisk kraft gjennom samkjøringsnettet for svært høy spenning og høyspenning med sikte på levering til sluttbruker eller distributører, men omfatter ikke forsyning»* i artikkel 2 nr. 3.

<sup>9</sup> Prop. 35 L (2015-2016) s. 40

<sup>10</sup> Prop. 35 (2015-2016) s. 16: *«Tredje ledd innebærer at linjer med spenning på minst 200 kV, og transformering til spenning på 33 kV eller høyere anses som kundespesifikke dersom anleggene kun betjener en enkelt eller et fåtall brukere. Dette vil for eksempel gjelde en vindkraftpark eller en industripark. Anlegg som betjener både en produsent og et industrianlegg vil også regnes som kundespesifikt.»*

<sup>11</sup> Herøya Nett forsynte en næringspark, en industripark i tillegg til om lag 30 andre kunder og nettanlegget ble ansett for å være transmisjonsnett. Vedtaket ble påklaget og stadfestet av



Ved omklassifisering av Midtfjellet T1 la NVE i sin vurdering vekt på at minst to av spenningsnivåene trevikingstransformatoren transformerer til er på 33kV eller høyere, og den fører strøm frem til underliggende regionalnett som blant annet forsyner alminnelig forbruk. NVE vurderte at nettanleggene dermed oppfyller spenningskriteriene i energiloven § 1-5 og nettanleggene betjener flere enn en enkelt eller et fåtall brukere. NVE vurderte at loven ikke gir rom for skjønnsmessige vurderinger, og at det derfor ikke er grunnlag for å betegne anleggene som kundespesifikke.

Hvorvidt andre selskaper enn Statnett vil kunne eie radialnettet som fører kraften fra produksjonsanlegget til land, vil avhenge av om radialen skal klassifiseres som transmisjonsnett.

Der radialen anses som kundespesifikt nettanlegg og ikke transmisjonsnett, vil det ikke være et krav at Statnett skal eie det.

### **3.3.2 Krav om eiermessig skille i transmisjonsnett**

Elmarkedsdirektivet legger opp til ulike måter å innfri kravene til eiere av transmisjonsnett, hvorav én krever eiermessig skille. Etter elmarkedsdirektiv artikkel 9 nr. 1 skal den som eier transmisjonsnett være TSO, og samme rettssubjekt kan ikke drive både produksjon- og nettvirksomhet. Det kan videre utledes av elmarkedsdirektivet art. 9 nr 8 at nye anlegg skal eies av eiermessig atskilt TSO.<sup>12</sup> Begrunnelsen for kravene til eiere av transmisjonsnett er ifølge direktivets fortale avsnitt 11 monopolsituasjonen og mulighetene til å forskjellsbehandle egne produsenter i vertikalt integrerte foretak: «*Eierskapsmessig atskillelse (...) er klart en effektiv og stabil måte å løse den iboende interessekonflikten på og sikre forsyningssikkerhet.*»

Norge har valgt modellen med fullt eiermessig skille, jf. energiloven § 4-8. Den praktiske konsekvensen av dette for havvind er at havvindprodusenter ikke kan eie nettanlegg som strekker seg innenfor energilovens geografiske virkeområde, dersom nettanlegget klassifiseres som transmisjonsnett. Havvindprodusenter kan heller ikke

---

OED som konkluderte på følgende måte: «*Det er opplyst at den aktuelle 300 kV ledningen er koblet til regional- og distribusjonsnettet på Herøya som forsyner en industripark og i overkant av 30 andre industri- og næringsvirksomheter. Herøya Nett har område- og anleggskonsesjon samt inntektsramme. Totalt er det om lag 80 kunder. Basert på dette legger departementet til grunn at nettanleggene forsyner et ikke ubetydelig antall kunder. Departementet mener i likhet med NVE at forbindelsen ikke oppfyller kriteriet i § 1-5 tredje ledd for å kunne regnes som et kundespesifikt nettanlegg, jf. formuleringen «en enkelt eller et fåtall brukere».*

<sup>12</sup> Elmarkedsdirektivets system forutsetter, slik vi vurderer det, at nye transmisjonsanlegg skal eies av eiermessig atskilt TSO. Alternative TSO-modeller som f.eks. ISO-modell forutsetter at eierskapet til transmisjonsnett inngikk i vertikalt integrert foretak senest 3. september 2009. Statnett som trolig vil utpekes som systemansvarlig til havs, var eiermessig adskilt før den tid, slik at hovedregelen om eieradskilt TSO må gjelde for nye transmisjonsanlegg. Vår oppfatning er at det ikke er praktisk å vurdere andre TSO-modeller enn den valgte modellen på land med fullt eiermessig skille. Å for eksempel vurdere en ISO-modell for havvindnett vil i så fall ikke være i tråd med direktivets regler siden det her vil være nye anlegg til havs.

være eid av de samme eierinteressene som kontrollerer nettvirksomhet, ref. energilovens formulering «Den som driver eller har direkte eller indirekte kontroll over virksomhet som driver med produksjon eller omsetning av elektrisk energi, kan ikke eie anlegg i transmisjonsnettet eller ha direkte eller indirekte kontroll over eller rettigheter i en virksomhet som eier slike anlegg, eller som har systemansvar. [...]».

Dagens regelverk er derfor til hinder for at vindkraftaktørene som driver produksjonsvirksomhet selv kan eie radialen, dersom dette er klassifisert som transmisjonsnett. Det er heller ikke tillatt med en eierskapsmodell hvor Statnett utøver TSO-rollen, mens vindkraftaktørene eier transmisjonsradialen.

### **3.3.3 Nettanlegg for tilknytning av havvind kan bli klassifisert som transmisjonsnett**

Vilkår om tredjepartsadgang (som diskutert i kapittel 4) innebærer at anlegg kan endre rettslig karakteristikk fra å først være kundespesifikt nett til å bli transmisjon der det videreutvikles og nye nettbukere kobles til.

Ordlyden i energiloven § 1-5 tredje ledd og forarbeidene til bestemmelsen, trekker i retning av at radialen til land i scenario B vil kunne være kundespesifikt anlegg og ikke transmisjonsnett, så lenge antall produsenter som kobles til ikke overstiger «et fåtall brukere». Det er NVE som avgjør konkret når et nettanlegg er kundespesifikt. Samtidig er det riktig å påpeke at eksisterende forvaltningspraksis for hva som utgjør «en enkelt eller et fåtall brukere» ikke har omhandlet konkrete saker hvor tema har vært rettslig klassifisering av nettanlegg med flere konkurrerende produsenter tilknyttet. I mangel av direkte sammenlignbare tilfeller i forvaltningspraksis, kan vi ikke være helt sikre på at et nettanlegg med spenningsnivå på 200 kV eller mer vil være et kundespesifikt anlegg dersom flere produsenter tilknyttes radialen.

Etter gjeldende regelverk i energiloven kan nettanlegg som klassifiseres som transmisjonsnett ikke eies av en kraftprodusent. Som beskrevet over har spenningsnivå og antall brukere betydning for klassifiseringen. Vi drøfter disse kriteriene for havvind på generelt grunnlag og spesifikt for Utsira Nord og Sørlige Nordsjø i det følgende.

#### *Generelt*

Regjeringen har uttalt ambisjoner om å tildele arealer med potensial for 30 GW havvindproduksjon på norsk sokkel innen 2040.

I Strategisk konsekvensutredning av havvind i 2012 ble 13 områder kartlagt.<sup>13</sup> NVE har fått i oppdrag å identifisere nye områder for fornybar energiproduksjon til havs. Oppdraget går ut på å vurdere om de 13 overnevnte områdene skal konsekvensutredes på nytt, vurdere nye områder og å vurdere om arealutnytting på Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord kan økes.

Dersom de 13 områdene som ble konsekvensutredet i 2012 legges til grunn, er de lokalisert langs hele kysten, med Sørlige Nordsjø I og II som de eneste sør i Nordsjøen. Av de 13 områdene ble installert kapasitet vurdert å være i størrelsesorden 1500 MW

---

<sup>13</sup> [NVE Rapport 47/2012: Havvind – strategisk konsekvensutredning](#)

eller større i seks av dem, mens installert kapasitet for de øvrige syv områdene er i størrelsesorden 2-300 MW.

#### *Sørlige Nordsjø II fase 1*

Vi legger til grunn at Sørlige Nordsjø II fase 1 vil tilknyttes med HVDC med spenningsnivå som i alle tilfeller er over 200 kV. Nettanlegget vil dermed oppfylle spenningskriteriet i energiloven for å klassifiseres som transmisjonsnett. Vi forstår det slik at i første fase vil konsesjon for alle 1500 MW bli tildelt til ett selskap, slik at det i utgangspunktet kun vil være én bruker av nettanlegget.

Det er imidlertid flere forhold som taler for at det på sikt kan være rasjonelt med flere brukere av nettanlegget. Sørlige Nordsjø II er åpnet for totalt 3000 MW. Det tilsier at det på sikt trolig vil komme ytterligere 1500 MW i området. Videre ligger Sørlige Nordsjø II geografisk nært bl.a. Ekofisk, noe som kan gjøre det aktuelt å elektrifisere hele eller deler av feltene via nettanleggene som etableres i forbindelse med utbygging av havvind. Videre er det flere land i Nordsjøbassenget som har store planer for utvikling av produksjon og nett i Nordsjøen.

Som beskrevet i kapittel 4.3.4 forutsetter sammenkobling på DC-siden med andre nettanlegg til havs trolig valg av 525 kV, mens tilknytning av uttak på AC-siden kan gjøres uten vesentlige merkostnader uavhengig av spenningsnivå.

Vår vurdering av gjeldende praksis etter energiloven er at en radial til Sørlige Nordsjø II med kun en produsent tilknyttet, ikke vil klassifiseres som transmisjonsnett. Dette gjelder også dersom det tilknyttes uttak på AC-siden, så lenge det er under et fåtall brukere.

#### *Utsira Nord*

Utsira Nord er åpnet for 1500 MW, og konsesjon skal tildeles to, tre eller fire selskaper. Konsept for nettløsning er ikke valgt. Både en felles og en distribuert løsning fremstår som aktuelle alternativer, samt en kombinasjon av disse. Avstand til land tilsier tilknytning med vekselstrøm (AC). Vi legger til grunn at en felles nettløsning må ha et spenningsnivå på 420 kV, mens en distribuert løsning kan realiseres med flere sjøkabler på 132 kV.

Det innebærer at en felles nettløsning vil oppfylle spenningskriteriet i energiloven for å klassifiseres som transmisjonsnett. Anlegget vil klassifiseres som transmisjonsnett med mindre det vurderes å betjene et fåtall brukere. Som tidligere nevnt, er det ikke etablert en klar praksis for hva som utgjør øvre grense for et fåtall brukere. Dette må vurderes konkret av NVE. En av nettløsningene som er skissert, er en radial fra fastlandet ut til Utsira øy, der havvindprodusentene knyttes til. Dersom det tilknyttes alminnelig forsyning på Utsira øy, deriblant 188 fastboende, er RMEs vurdering at det er flere enn et fåtall brukere (jf. avgjørelse fra OED om Herøya-saken omtalt i kapittel 3.3.1), og at et eventuelt felles nettanlegg etter gjeldende praksis ville blitt klassifisert som transmisjonsnett. Dette må vurderes konkret av NVE.

En distribuert løsning på 132 kV oppfyller ikke spenningskriteriet for å bli definert som transmisjonsnett med mindre nettanleggene vurderes å være av vesentlig betydning for driften av transmisjonsnettet. Dette må vurderes konkret av NVE.

### **3.4 Samfunnsmessige konsekvenser av hvem som planlegger og bygger nett til havs**

RMEs utgangspunkt er at nettanlegg til havs bør planlegges, bygges, driftes, utnyttes og utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Hva som er mest samfunnsmessig rasjonelt, beror på mange faktorer og deres innbyrdes vektning. Dersom tid verdsettes høyt, vil det kunne gi en annen løsning enn dersom målet på lang sikt er å realisere mest mulig kraftproduksjon til havs med minst mulig nødvendige nettanlegg.

Dersom målet er å realisere første fase raskt, mener vi at havvindkonsesjonæren kan løse dette effektivt. Havvindkonsesjonærer vil ha sterke insentiv til å ferdigstille til riktig tid, til å sikre høy driftsregularitet, og til å minimere kostnader i utbygging og drift.

Samtidig er det viktig å legge til rette for en samfunnsmessig rasjonell utvikling og bruk av nettet over tid. Nettutbygging har stordriftsfordeler og nettverkseffekter, der en radial kan gi større nytte som del av et større system enn alene. Norges og andre lands ambisjoner i Nordsjøbassenget tilsier at det kan bli utviklet et omfattende havnett, der produksjon og forbruk knyttes sammen til havs og mellom land. Dette vil kreve flere store nettanlegg der egnede kabeltraseer og areal for omformer- og transformatorstasjoner på land vil bli knappe ressurser som må utnyttes optimalt.

Med perfekt informasjon om teknologisk utvikling og fremtidig utvikling i produksjon og uttak til havs kan en helhetlig havvindutbygging ivaretas gjennom krav om «preinvesteringer». Når retten til å utvikle prosjektet skjer på basis av en auksjon, bør slike krav være kjent før auksjonen. Verken myndighetene eller aktørene har imidlertid perfekt informasjon. Det taler for at det bør kunne gjøres tilpasninger i planleggings-/konsesjons-/utbyggingsprosessen etter hvert som ny informasjon tilkommer. Ved tildeling av areal basert på auksjon, bør det imidlertid i størst mulig grad være avklart på forhånd hva som er rammene for eventuelle tilpasninger, samt hvorvidt/hvordan merkostnadene som tilpasninger underveis vil gi, skal belastes havvindutbygger. Slik avklaring er nødvendig dersom auksjonen skal virke etter hensikten; nemlig å maksimere statens inntekter/minimere subsidier, og for at konsortiet som presumptivt er best skikket, blir tildelt areal.

Dersom det er krevende å fastsette rammer for slik tilpasning kan en alternativ tilnærming til å sikre en helhetlig utbygging av nett til havs være å gi Statnett ansvaret for nettanlegg til havs. Vi mener i så fall at det før auksjonen bør avklares hvilken nettkostnad havvindkonsesjonær skal dekke gjennom prosjektets levetid.

Ettersom begrunnelsen for å gi Statnett ansvaret for å utvikle nettanlegg til havs er for å sikre at nettanleggene tilrettelegges for senere å bli del av et større havnett, kan det argumenteres for at nettkostnadene ikke i sin helhet bør belastes havvindaktøren(e). Dette bryter med forutsetningen om at kostnader for de første havvindprosjektene skal dekkes av aktørene til havs, samtidig som det kan argumenteres for at merkostnadene ved tilrettelegginger i første fase er for å redusere kostnadene ved senere havvindutbygginger.

## 4 Tredjepartsadgang

### 4.1 Våre hovedvurderinger

- Prinsippet om tredjepartsadgang gjelder i utgangspunktet uavhengig av om nett etableres på land eller til havs. Vår vurdering er at det bør være vilkår om tredjepartsadgang, men at det ikke er åpenbart at det bør være en investeringsplikt
- For å tilrettelegge for tredjepartsadgang på radialer til havs, må det i mange tilfeller gjøres pre-investeringer. Gitt den store satsingen på havvind og sannsynligheten for et sammenkoblet havnett, mener vi det tidlig i planprosessen bør vurderes hvilke tiltak for tilrettelegging og pre-investering som kan være hensiktsmessig.

### 4.2 Bakgrunn for tredjepartsadgang

Etter energiloven har alle nettselskap og alle med anleggskonsesjon plikt til å gi nye forbrukere og produsenter tilknytning til eksisterende nett.<sup>14</sup> Dersom det ikke er tilstrekkelig kapasitet, har anleggskonsesjonærer en plikt til å forsterke egne nettanlegg (investeringsplikt) slik at tilknytningen kan gjennomføres.

I regional- og transmisjonsnett er det aktøren som ønsker tilknytning, som selv er ansvarlig for å søke konsesjon for, og eie, bygge og drive nødvendige nettanlegg fra egen installasjon og frem til tilknytningsspunkt i eksisterende nett. Unntak fra dette er investeringer i transmisjonsnett, ettersom Statnett er eneste eier av transmisjonsnett på land i Norge.

Plikten til å gi tilknytning så lenge det er ledig kapasitet i eksisterende nett, bidrar til å sikre en effektiv utnyttelse av eksisterende infrastruktur. Plikten til å investere i økt kapasitet sikrer tredjeparter nettilgang også hvis det ikke er tilgjengelig kapasitet, den bidrar til at det ikke etableres parallelle nett, og gir samlet sett reduserte kostnader og natur-/arealinngrep. Rett til tilknytning betinger at tredjeparten er villig til å betale hele eller deler av de faktiske kostnadene tilknytningen utløser, jf. reglene om anleggsbidrag.

### 4.3 Vurdering av behov for tredjepartsadgang til havs

#### 4.3.1 Prinsipielt sett bør netteiere til havs ha tilknytningssplikt

Den samfunnsmessige begrunnelsen for tredjepartsadgang til nett gjelder i utgangspunktet universelt og uavhengig av om nettanleggene etableres innenfor eller utenfor grunnlinjen. Forutsetningen om nett som et naturlig monopol gjelder også til havs, og tilsier at netteiere til havs bør ha en plikt til å tilknytte tredjeparter. Dette vil legge til rette for en effektiv utnyttelse av eksisterende nettanlegg. For en radial til

---

<sup>14</sup> Se energiloven § 3-4 og § 3-4a og energilovforskriften § 3-4

havs som i utgangspunktet kun betjener én produsent kan det eksempelvis være aktuelt å tilknytte

- uttak
- ny produksjon med et annet produksjonsmønster enn den eksisterende produksjonen
- høyere produksjonskapasitet enn overføringskapasitet, eventuelt med vilkår om nedregulering
- sammenkobling med andre nettanlegg til havs og eller andre land (hybrid).

Spørsmålet om tilknytningsplikt er svært sentralt for behovet for øvrig regulering. Gitt tilknytningsplikt vil det alltid være en sannsynlighet for at tredjeparter tilknyttes. Det betyr at et nettanlegg med én bruker utenfor grunnlinjen (scenario A), *kan* utvikle seg og få flere brukere tilknyttet utenfor grunnlinjen (scenario B). Siden nødvendige nettanlegg for havvindproduksjon vil kunne ha spenning over 200 kV, vil det være en latent sannsynlighet for at et «scenario B» utvikler seg til et «scenario C», der nettanleggene klassifiseres som transmisjonsnett med krav om eiermessig skille.

Vår vurdering er at det bør være vilkår om tredjepartsadgang for nett til havs. Dette vil kunne være med å sikre en effektiv utnyttelse av etablert infrastruktur.

Etter energiloven innebærer tilknytningsplikten en investeringsplikt. Vi mener det er noen forhold som taler mot at det bør være investeringsplikt for netteiere med konsesjon etter havenergiloven. Ved behov for økt overføringskapasitet til havs vil det kunne være mer rasjonelt å etablere en ny forbindelse, heller enn å forsterke en eksisterende. Gitt en aktørstyrt utbygging i første fase kan det være en urimelig stor byrde for de første havvindkonsesjonærene å skulle sørge for nettkapasitet til andre kraftprodusenter.

#### **4.3.2 Tilknytning av tredjeparter gir økt behov for regulering**

Som på land vil tilknytning av tredjeparter til et nettanlegg gi økt behov for kontroll med nettvirksomheten, blant annet for å sikre at tredjeparter møter objektive og ikke-diskriminerende vilkår for tilknytning til og bruk av nettanlegget. Dette gjelder blant annet måling og avregning, systemdrift, markedsadgang, økonomisk regulering inkl. tariffing og leveringskvalitet som beskrevet i kapittel 5-9.

Det vil i tillegg være viktig å kunne følge opp netteiers vurdering av om tilknytning av uttak eller ny produksjon er *driftsmessig forsvarlig*. En produsent som eier nettanlegg, kan ha incentiver både til å tilknytte og ikke tilknytte andre produsenter. Ved ikke å tilknytte andre kan produsenten beholde en opsjon i form av overføringskapasitet for en eventuell senere utvidelse av egen produksjonskapasitet. Videre kan tilknytning av en konkurrerende kraftprodusent redusere verdien av opprinnelig kraftproduksjon ved at det oppnås lavere kraftpris med økt tilbud, alt annet likt. På den annen side vil tilknytning av en annen produsent gi lavere nettkostnader ettersom samme kostnadsgrunnlag nå deles med en annen aktør. Dette er momenter som ikke bør vektlegges i netteiers vurdering av om det er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning, men som det kan være krevende å etterprøve dersom det er produsent som eier nettanlegget.

Dette belyser nøytralitetsutfordringen ved at produsenter eier nettanlegg. Som nevnt i beskrivelsen av scenario B, kan det være ulike eierskapsmodeller for kundespesifikt nett. Oppfølging av at netteier gir tilknytning på ikke-diskriminerende og objektive vilkår er et punkt som taler for en mer nøytral netteier.

### **4.3.3 Forsterkning av nett til havs kan være kostbart og teknisk krevende å gjennomføre**

For især Sørlege Nordsjø II er det noen problemstillinger knyttet til forsterkning av nettanlegg som i liten grad er gjeldende på land. Det første har å gjøre med størrelse/kapasitet på nettanleggene. Vi legger til grunn at kapasiteten på en ev. HVDC-forbindelse til første fase av Sørlege Nordsjø II vil være 1500 MW.<sup>15</sup> En ev. økning i kapasitet vil måtte sees i sammenheng med en økning i dimensjonerende utfall og/eller at TSOene åpner for å tillate økt innmating i ett punkt.

Vi vurderer at kostnaden ved å trekke opp og legge en ny, større HVDC-forbindelse vil være uforholdsmessig stor. Dette innebærer etter vår vurdering at det vil være mer rasjonelt å etablere en ny HVDC-forbindelse, heller enn å forsterke en eksisterende dersom det blir etterspørsel etter økt overføringskapasitet etter at nettanlegget er etablert.

For Utsira Nord vil muligheter for forsterkning avhenge av hvilket konsept som velges. Eksempelvis vil senere utvidelser av en stasjon på Utsira øy eller Karmøy sannsynligvis være mer gjennomførbart enn å forsterke distribuerte eller felles flytende eller subsea-løsninger.

Dette innebærer at vi vurderer at det ikke bør være en investeringsplikt for anleggskonsesjonærer for nettanlegg etter havenergi-loven for Sørlege Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord. I den grad det skal tilrettelegges for tredjeparter, bør det være for uttak/produksjon som er kjent i prosjekteringsfasen.

### **4.3.4 Tredjepartsadgang til havs bør ivaretas med «preinvesteringer»**

Tilrettelegging for tredjepartsadgang er en avveining mellom sannsynlighet for etterspørsel etter tilknytning, merkostnader ved gjøre å nødvendige tilrettelegginger før etterspørselen er avklart («preinvestering») og hva det eventuelt vil gi av merkostnader å gjøre nødvendige tilrettelegginger først når etterspørselen oppstår.

På land utvikles kraftnettet ofte med overkapasitet når det først gjennomføres forsterkninger. Nettselskap forskutterer overkapasiteten, og fordeler kostnadene mellom kundene som utløste investeringen og kundene som tilknyttes i inntil ti år etter at nettanlegget er ferdigstilt. Hvis man med rimelig sikkerhet vet at det vil være behov for mer kapasitet i fremtiden enn i dag, er det rasjonelt å tilrettelegge for den økte kapasiteten allerede nå.

Statnett har levert et kunnskapsgrunnlag for å vurdere teknisk tilretteleggelse for fleksible løsninger for fase 1 av Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord.<sup>16</sup> Statnett viser til at den viktigste beslutningen for fremtidig fleksibilitet for Sørlege Nordsjø II er om DC-

---

<sup>15</sup> Maksimal innmating 1400 MW, jf. dimensjonerende utfall i Norden.

<sup>16</sup> [Utvikling av havvind i Norge | Statnett](#)

spenningsnivå skal være 320 kV eller 525 kV. De viser til at en løsning med 320 kV vil gi liten mulighet for fremtidig tilknytning mot andre land, men gi lavere kostnader og større sannsynlighet for realisering innen 2030. 525 kV vil gi merkostnader i størrelsesorden 30 prosent, samt økt tid for realisering. Merkostnad for tilrettelegging av uttak på AC-siden vurderes som lav for både 320 kV og 525 kV – i størrelsesorden 1-3 prosent.

Basert på dette fremstår tilrettelegging for tilknytning av uttak i Sørliche Nordsjø på AC-siden som en tilrettelegging som bør gjennomføres. Valg av 525 kV innebærer vesentlig økte kostnader på kort sikt, samtidig som det kan være samfunnsøkonomisk mer effektivt på lang sikt dersom arealutnyttelsen i Sørliche Nordsjø II blir økt og/eller dersom det blir aktuelt å knytte sammen med andre havvindparker eller land i Sørliche Nordsjø. Vi registrerer at Tennet standardiserer sine nettanlegg til havs til 525 kV og 2 GW kapasitet.<sup>17</sup>

Tilrettelegging for tredjepartsadgang vil innebære økte kostnader for nettanlegg. Ideelt sett bør krav til tilrettelegging for tredjepartsadgang være avklart før konkurranse. I praksis vil både teknologi og fremtidig etterspørsel utvikle seg, noe som innebærer en risiko for at tilrettelegginger ikke «treffer» fremtidig behov. Det vil være viktig å avklare ansvar/kostnadsdeling for slike tilrettelegginger.

Ved vurdering av tilrettelegging for senere tilknytning til et større havnett, bør det også vurderes om og hvordan dette kan håndteres i en auksjonsmodell. Selv om fordeling av nettkostnader er avklart på forhånd vil tilrettelegging for senere sammenkobling kunne ha innvirkning på havvindkonsesjonærens forventete oppnådde kraftpris.

## **4.4 Havvindprosjektene plass i tilknytningskøen på land**

Etter gjeldende praksis på land skal nettselskap gi tilknytning etter prinsippet om først i tid, best i rett. Dette følger av NEM §§ 4-6 om markedsadgang og tariff og 4-14 som omhandler krav om likebehandling, og pålegger nettselskapene å opptre nøytralt og ikke-diskriminerende.

De siste årene har det vært en stor økning i etterspørsel etter nettkapasitet hos nettselskapene. Det har vært en særlig stor vekst i etterspørsel fra større uttakskunder. Vi er nå i en situasjon der det er kø for å få tilknytning flere steder i landet. Som følge av dette er det økt oppmerksomhet rundt hvem som gis tilknytning.<sup>18</sup> Flere nettselskap arbeider med å formalisere egen tilknytningsprosess og fastsette visse krav kundene må oppfylle for å kunne gå videre til de ulike stegene i tilknytningsprosessen.<sup>19</sup>

Som utgangspunkt skal nettselskap behandle tilknytningssaker i den rekkefølgen de kommer inn. Dette gjelder også for havvindprosjekter som tilknyttes nettanlegg

---

<sup>17</sup> [The 2GW program \(tennet.eu\)](https://www.tennet.eu)

<sup>18</sup> Se blant annet Strømnettutvalget og anmodningsvedtak nr. 731 (2021/2022) fra Stortinget om prioritering.

<sup>19</sup> Se for eksempel Statnetts evalueringskjema: [Litt overordnet om nettilknytning | Statnett](#)



innenfor energilovens virkeområde. Det følger av nettselskapets plikt til å tilby markedsadgang at det i utgangspunktet ikke er tillatt å reservere tilgjengelig nettkapasitet, ettersom dette vil utgjøre en markedsbarriere for andre aktører.

På et gitt tidspunkt i et kraftutbyggingsprosjekt må imidlertid tiltakshaver tillates å reservere nettkapasitet. Etter gjeldende praksis må en slik reservasjon være tidsbegrenset, slik at en tiltakshaver som ikke forholder seg til kjente frister og fremdriftsplan, må vike plass for andre aktører som har behov for kapasiteten. Ved fordeling av ledig kapasitet når det er flere aktører som ønsker tilknytning, skal tildelingen være tidsbegrenset basert på objektive kriterier. Villkårene for tidsbegrensningen skal være offentlig.

Statnett anbefaler i brev til OED av 1.12.2022 at Sørlige Nordsjø II fase knyttes til i Kvinesdal og at Utsira Nord knyttes til på Karmøy. Denne kapasiteten er i utgangspunktet tilgjengelig for alle som ønsker den og er villige til å betale ev. anleggsbidrag, også eventuelt andre produksjonsprosjekter enn havvind fra Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II. Sammenliknet med produksjon og forbruk på land, skiller havvind seg ut ved at staten har tatt en aktiv rolle ved å åpne areal, gjennomføre strategisk KU, og invitere til anbudskonkurranse mv. Dette er faktorer som er premissgivende for når reservasjon av kapasitet etter gjeldende regelverk kan gjøres.

Det vil være viktig å avklare den faktiske statusen til tilknytningskapasiteten for tilknytning av havvindproduksjonen som Statnett har indikert for Haugalandet og Sørlandet, samt hvordan nødvendig nettkapasitet for havvindprosjektene skal prioriteres mot andre prosjekter som konkurrerer om samme kapasitet.

# 5 Måling og avregning

## 5.1 Våre hovedvurderinger

- Individuell måling og avregning til havs vil være viktig for individuell markedsadgang for havvindkonsesjonærene på nøytrale og ikke-diskriminerende vilkår.
- I scenario A vil havvindkonsesjonæren måles og avregnes i tilknytningspunktet på land.
- I scenario B og C bør det etableres måling for havvindkonsesjonærene i tilknytningspunkt utenfor grunnlinjen. I tillegg vil det være behov for en avregningsansvarlig til havs, som etter vår vurdering bør være samme avregningsansvarlig som på land.
- Cybersikkerhet i måleutstyr etc. til havs bør ivaretas.

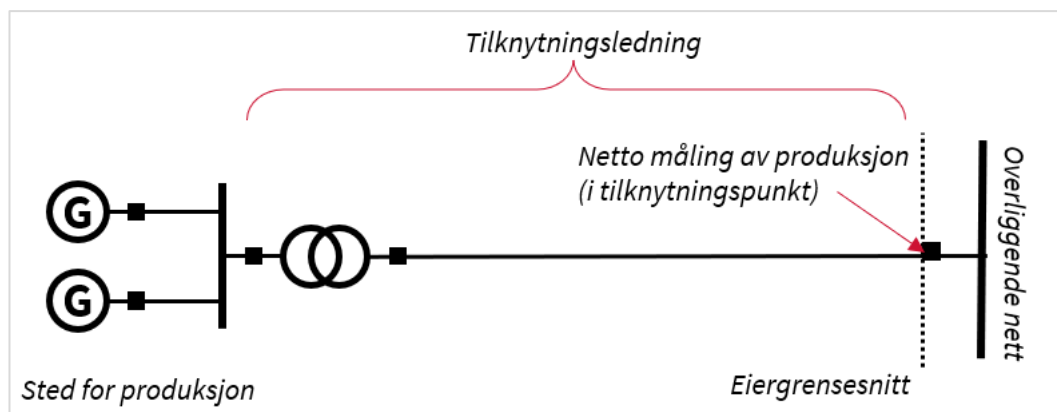
## 5.2 Bakgrunn for regulering av måling og avregning på land

Alle energidisposisjoner, som produksjon, overføring og bruk av kraft, har et motstykke i økonomiske avregninger mellom to eller flere parter. For å ha oversikt over fysiske forhold i kraftsystemet, og for å kunne foreta korrekt økonomisk avregning, er det nødvendig med målinger på ulike punkter i kraftsystemet. Som hovedregel må det være målere i alle eiergrensesnitt, dvs. i grensesnittet mellom den enkelte nettkunde (både produsenter og forbrukere) og nettselskap, og i grensesnittet mellom ulike nettselskap. Fordi elektroner ikke kan merkes, og fordi kraftsystemet er en stor maskin hvor «alt henger sammen med alt», er det utviklet et detaljert regelverk om måling og avregning.

### 5.2.1 Målepunkt for produksjon

Det følger av forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. (MAF) § 3-4 at produksjon/innmating på land skal måles, eventuelt korrigeres til, netto produksjon. Netto produksjon er videre definert som brutto produksjon minus forbruk i hjelpeutstyr. For en produksjonsenhet der produsenten eier egen tilknytningsledning innebærer det at produsenten måles og avregnes i tilknytningspunktet mot nettselskapet som vist i Figur 1.

Krav om måling av netto produksjon harmonerer med europeiske anbefalinger, og legger til rette felles nordisk balanseavregning og utstedelse av opprinnelsesgarantier i Norge.



Figur 1: Måling av netto produksjon

Tilknytning av tredjeparter kan ha betydning for hvor i nettet produsenten skal måles og avregnes. For å tilrettelegge for individuell markedsadgang bør alle aktører måles og avregnes individuelt. Dersom det tilknyttes uttak til produsentens nettanlegg, vil dette redusere innmatingen i tilknytningspunktet mot nettselskapet. Uten individuell måling vil uttaket være å betrakte som nettap i produsentens hjelpeutstyr.

### 5.2.2 Avregningsansvarlig

På land er Statnett utpekt som avregningsansvarlig gjennom konsesjon for å koordinere måling og avregning av kraftomsetning. Som avregningsansvarlig skal Statnett sørge for at all innmating og alt uttak av elektrisk energi blir korrekt avregnet, slik at det oppnås økonomisk balanse i kraftmarkedet. Etter vår vurdering fremstår det som rasjonelt at Statnett innehar rollen som avregningsansvarlig også til havs, for å unngå duplisering av oppgaver.

## 5.3 Behov for regulering av måling og avregning til havs

Vår vurdering er at måling og avregning av produksjon til havs bør gjøres på samme måte som på land.

For scenario A vil dette i prinsippet være helt likt som måling av produksjon på land. Havvindkonsesjonæren måles og avregnes i tilknytningspunktet på land. Dette innebærer at de selv bekoster nettap som oppstår i sine egne tilknytningsledninger.

For scenario B og C mener vi hver enkelt havvindkonsesjonær som tilknyttes en felles radial utenfor grunnlinjen, bør ha individuell måling. Dette er et viktig premiss for å sikre produsenten individuell markedsadgang på ikke-diskriminerende vilkår. I tillegg vil det være behov for en avregningsansvarlig til havs, som etter vår vurdering bør være samme avregningsansvarlig som på land.

## 5.4 Cybersikkerhet

Det er viktig at det stilles minst like strenge krav til cybersikkerhet for anlegg, systemer og nett til havs som på land, siden systemene til havs og land vil kobles sammen.

Konkret for måling og avregning, bør man vurdere behovet for å stille sikkerhetskrav til målere og system, eksempelvis slik det er gjort for AMS-målere på land i

avregningsforskriften § 4-6 og Elhub-løsningen til avregningsansvarlig gjennom avregningsforskriften § 6-21.

I tillegg er det viktig at cybersikkerhet blir tilstrekkelig ivaretatt i forbindelse med forsyningssikkerhet og beredskap. Dette er ikke en oppgave som RME har tilsyn med, og det er derfor utenfor RMEs kompetanse å vurdere nærmere hvilke krav som bør stilles for å ivareta forsyningssikkerhet. På land blir dette ivaretatt gjennom kraftberedskapsforskriften.

## 6 Systemdrift

### 6.1 Våre hovedvurderinger

I scenario A vil Statnetts etablerte hjemler som systemansvarlig under energiloven komme til anvendelse mot konsesjonæren i tilknytningspunktet. Dette gjelder både mot anleggskonsesjonær etter energiloven § 3-1 og omsetningskonsesjonær etter energiloven § 4-1. Vi anbefaler samtidig at systemansvarligs kompetanse til å rette pålegg mot produksjonsanlegg lokalisert utenfor grunnlinjen klargjøres. Det bør vurderes om dette kan sikres enten ved 1) presisering via vilkår i anleggskonsesjon gitt i medhold av energiloven § 3-1, eller 2) systemansvarlig gis den nødvendige kompetanse via forskrift til å rette pålegg direkte mot produksjonsanlegg utenfor grunnlinjen.

I scenario B og C bør systemansvarlig gis tilsvarende hjemler og virkemidler som per i dag gis under energiloven. Videre bør systemansvarlig i hovedsak også underlegges tilsvarende plikter for ivaretagelsen av systemansvaret.

### 6.2 Bakgrunn for regulering av systemdrift på land

Kraftsystemet på land er integrert og sammenkoblet på nasjonalt, nordisk og europeisk nivå. Kraftsystemet gjennomgår nå store endringer som følge av økt andel variabel fornybar energi, økt elektrifisering og forbruk, og en tettere integrering både internt i Norge og mellom land. For å kunne drifte dette sammenkoblede kraftsystemet på en sikker, pålitelig og effektiv måte, er felles prosedyrer og samarbeid mellom systemoperatørene i de ulike landene av avgjørende betydning. Det etablerte markedsdesignet, som er under en stadig utvikling og harmonisering på nordisk og europeisk nivå, forsøker nettopp å møte disse endringene.

Kraftproduksjonen fra havvind vil måtte integreres i det eksisterende kraftsystemet på land, der hvor forbruket er lokalisert. Kraftproduksjon fra havvind må derfor også integreres i det eksisterende markedsdesignet. De etablerte politiske målsetningene om utbygging av havvind tilsier at havvindens relative betydning for kraftsystemet vil tilta raskt, både med tanke på forsyningsikkerhet og effektivitet.

Systemansvarlig på land har det overordnede ansvaret for å koordinere driften av kraftsystemet. Systemansvarlig skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet, og dermed sørge for en rasjonell utnyttelse av kraftressursene for samfunnet som helhet. Det overordnede målet for systemansvarlig i kraftsystemet er å sørge for at det til enhver tid er balanse mellom forbruk og produksjon, for at frekvensen skal være 50 Hz. Systemansvarlig skal også koordinere aktørene i kraftsystemet og sørge for en tilfredsstillende leveringskvalitet. Ved ubalanse må systemansvarlig ha mulighet til å gjenopprette balansen, enten ved å justere produksjonen, forbruket eller utvekslingen. For at tilstrekkelig driftssikkerhet og leveringskvalitet kan oppnås, har systemansvarlig på land et sett med virkemidler for å balansere systemet og sikre riktig funksjonalitet i kraftsystemet.

## 6.3 Behov for regulering av systemdrift til havs

Regjeringen har allerede pekt på at Statnett vil utpekes som systemansvarlig til havs, siden Statnett allerede har den nødvendige kompetansen som systemansvarlig og det anses som hensiktsmessig at samme aktør har systemansvaret på land og til havs. Vi støtter denne vurderingen.

I de neste kapitlene gjennomgår vi det regulatoriske behovet for å kunne utøve systemansvaret til havs på en hensiktsmessig måte, i de ulike scenariene A, B og C.

### 6.3.1 Scenario A

Scenario A baserer seg på at det kun er én bruker av nettanlegget til havs og at samme selskap har konsesjon for produksjonsanlegg og nettanlegg etter havenergi-lova, hhv. § 3-1 og § 3-2. Dette selskapet vil også måtte ha anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1, siden nettanlegget strekker seg innenfor grunnlinjene til et tilknytningspunkt på land. Videre vil selskapet måtte ha omsetningskonsesjon etter energiloven § 4-1 for kraftomsetningen på land. Statnetts hjemler som systemansvarlig under energiloven vil derfor komme til anvendelse mot konsesjonærer i dette tilknytningspunktet.

Enkelte plikter samt hjemler gitt til systemansvarlig i henhold til forskrift om systemansvaret, er imidlertid rettet mot produksjonsanlegg. Siden produksjonsanleggene for havvind er geografisk lokalisert utenfor energilovens virkeområde, er et avgjørende spørsmål om anleggskonsesjonærer etter energiloven § 3-1 eller omsetningskonsesjonærer etter § 4-1 vil omfattes av de bestemmelsene som rettes mot produksjonsanlegg. Dette gjelder blant annet de forhold som omfattes av følgende paragrafer i forskrift om systemansvaret:

- § 8 om anmelding
- § 8a om planlegging av produksjon
- § 8b om planlegging av effektregulering
- § 9 om regulerstyrke og effektreserve
- § 12 om anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser
- § 14 om fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet
- § 15 om spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt
- § 17 om samordning av driftsstanser
- § 20 om vern og releplanlegging
- § 21 systemvern
- § 22 om feilanalyse og statistikk

Selv om man skulle vurdert at hjemlene for utøvelse av systemansvaret mot produksjonsanlegg utenfor grunnlinjen allerede er tilstrekkelig, vil det etter vår vurdering likevel være hensiktsmessig at hjemmelsgrunnlaget presiseres eller forankres, slik at det ikke på et senere tidspunkt oppstår tvil rundt hjemmelsgrunnlaget for utøvelsen av systemansvaret til havs.

I scenario A kan dette oppnås enten ved: 1) presisering via vilkår i anleggskonsesjon gitt i medhold av energiloven § 3-1 om at anleggskonsesjonæren plikter å rette seg etter bestemmelser rettet mot produksjonsanlegg utenfor grunnlinjen, eller 2) systemansvarlig gis den nødvendige kompetanse til å rette pålegg direkte mot

produksjonsanlegg utenfor grunnlinjene. Sistnevnte vil enten kunne oppnås ved å utpeke systemansvarlig til havs og fastsette nødvendig regelverk for utøvelse av systemansvaret under havenergilova, eller ved å utvide energilovens virkeområde for de relevante bestemmelsene, jf. kap. 6 om systemansvaret.

Dersom det er forventet at organiseringen av havnettet vil bevege seg fra organiseringen skissert i scenario A, til organiseringen skissert i scenario B eller C innen kort tid, kan dette tale for at man allerede fra starten bør legge opp til en løsning som skissert i 2) over.

### **6.3.2 Scenario B og C**

I scenario B og C legger vi til grunn at det er flere enn én aktør lokalisert utenfor grunnlinjen som er tilknyttet samme radial. I disse scenariene vil systemansvarlig under energiloven ikke ha hjemler til å utøve systemansvaret mot de enkelte aktørene på individuell basis, i motsetning til hva som kan være mulig i scenario A. Årsaken til dette er at anleggskonsesjonær og omsetningskonsesjonær etter energiloven ikke alltid vil være samme enhet som er konsesjonær etter havenergilova.

Dersom man skulle valgt en løsning hvor systemansvaret ble utøvet kun via hjemler gitt i energiloven, ville dette i så fall innebære at konsesjonærene etter havenergilova måtte utpekt én representant i tilknytningspunktet, på vegne av alle aktørene tilknyttet fellesradialen, og som systemansvarlig etter energiloven ville måtte utøvd sitt ansvar mot. Denne representanten ville måtte koordinere de enkelte aktørenes samhandling mot tilknytningspunktet og mot systemansvarlig. Som drøftet senere, vil aktørene ved en slik løsning ikke ha markedsadgang på individuell basis, men ville måtte koordinere sin agering i kraftmarkedet. Dette vil være problematisk ut fra både konkurransemessige og markedsadferdsmessige forhold.

Vår vurdering er derfor at i de tilfeller hvor det er flere aktører tilknyttet samme radial, så bør systemansvarlig få tilsvarende hjemler og virkemidler som systemansvarlig i dag har etter energiloven, også utenfor grunnlinjen. Videre bør systemansvarlig i hovedsak også underlegges tilsvarende plikter for ivaretagelsen og utøvelsen av systemansvaret, for å sikre at dette utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte. Hvorvidt dette best sikres via utvidelse av energilovens virkeområde eller ved å gi tilsvarende rettigheter og plikter under havenergilova, bør vurderes nærmere. Systemansvarlig sine plikter og rettigheter som systemansvarlig under energiloven gis i dag via en rekke forskrifter, som forskrift om systemansvaret, men også via annet EØS-relevant regelverk inntatt som forskrift under energiloven, slik som grensehandelsforordningen, CACM<sup>20</sup>, SO<sup>21</sup> og EB<sup>22</sup>. Dette sistnevnte regelverket er av betydning for å gi markedsaktører individuell markedsadgang og for å sikre at

---

<sup>20</sup> Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222 av 24. juli 2015 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering

<sup>21</sup> Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 av 2. august 2017 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft

<sup>22</sup> Kommisjonsforordning (EU) 2017/2194 av 23. november 2017 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft

systemansvarlig utøver sin myndighet på en konsistent og koordinert måte med utøvelsen av systemansvaret på land.



# 7 Markedsadgang

## 7.1 Våre hovedvurderinger

- I scenario A må havvindkonsesjonæren som forestår omsetning av energi via tilknytningspunktet, være underlagt det samme regelverk som andre omsetningskonsesjonærer i henhold til energiloven. Konsesjonæren vil også omfattes av eksisterende regler for markedsadferd og transparens etter energiloven.
- I scenario B og C er det nødvendig at kraftproduksjon og forbruk til havs står overfor tilsvarende markedsregelverk som på land for å sikre individuell markedsadgang. Dette omfatter måling, avregning, omsetning og markedsadferd. Videre vil det være behov for tilsvarende regelverk relatert til markedsorganiseringen. Dette omfatter både regelverk rettet mot markeds plasser for organisering og drift av handelsløsningene og regelverk rettet mot TSO som systemoperatør for å tilrettelegge for markedsadgang på en driftsmessig sikker og effektiv måte. Når det gjelder markedsadferdsregelverket, bør tilsvarende markedsadferdsregler som på land gjelde til aktører til havs, og RME eller en annen nasjonal myndighet utpekes til å føre tilsyn med havvindaktørenes markedsadferd.

## 7.2 Bakgrunn for regulering av markedsadgang på land

Havvind er en kraftkilde som må produseres når energien (vinden) er tilgjengelig. Siden havvind har lav reguleringsevne, og det hviler usikkerhet knyttet til vindprognoser frem i tid, bør havvindprodusentene ha mulighet til å handle så tett opp til driftstimen som mulig. Organisert handel nær driftstimen forutsetter deltakelse i døgnmarkedet og intradagmarkedet. Tilgang til handelsløsninger tett opp til driftstimen vil også være en forutsetning for at kraftsystemet som helhet skal kunne planlegges i balanse, og for å ivareta en sikker og effektiv drift av kraftsystemet.

Havvindens relative betydning for driften av kraftsystemet forventes å tilta i årene framover. Det vil derfor være viktig for den samlede driften av kraftsystemet at også vindkraften er tilgjengelig i balansemarkedene, slik at de kan reguleres av systemansvarlig ved behov. Særlig kan det tenkes at det vil kunne oppstå situasjoner med behov for nedregulering av vindkraft i perioder med mye vind og påfølgende høy samtidig vindkraftproduksjon i hele Nordsjøbassenget. For å sikre dette, er det nødvendig at havvinden gis tilgang til balansemarkedene, som i nær fremtid vil integreres som en del av felleseuropeiske balanseplattformer.

Havvindproduksjon bør derfor ha tilgang til både døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene, på lik linje som andre produsenter og andre markedsaktører på land. I neste kapittel vurderer vi hva som skal til for å sikre dette under de tre skisserte scenariene A, B og C.

## **7.3 Behov for regulering av markedsadgang til havs**

### **7.3.1 Scenario A**

I Scenario A har denne ene brukeren av nettanlegget til havs tilknytningspunkt innenfor grunnlinjen. I dette tilknytningspunktet vil kraftproduksjonen fra havvind måles og avregnes, som beskrevet i kapittel 5.3. Videre vil selskapet som forestår omsetningen i tilknytningspunktet måtte ha omsetningskonsesjon etter energiloven § 4-1. Dette legger til rette for at kraften kan omsettes i både døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkeder, på lik linje som annen kraftproduksjon med tilknytningspunkter innenfor energiloven.

I scenario A vil omsetningen tilordnes det budområdet hvor tilknytningspunktet er lokalisert. De organiserte operatørene med ansvar for organisering eller drift av markeds plasser for omsetning av elektrisk energi etter energiloven § 4-5 a, vil derfor kunne motta bud fra markedsaktører som selger kraft i dette budområdet. Tilsvarende vil systemansvarlig kunne innhente bud fra havvindprodusenter som balansetjenesteleverandører.

### **7.3.2 Scenario B og C**

I scenario B og C eksisterer det per i dag ikke et markedsregelverk som muliggjør markedsadgang på individuell basis for de enkelte konsesjonærene utenfor grunnlinjen. Dersom konsesjonærene skal omsette kraften i de eksisterende markeds løsningene på land, må de samordne sin opptreden mot kraftmarkedet via en felles omsetningskonsesjonær i tilknytningspunktet på land. En slik løsning vil ikke tilrettelegge for konkurranse på en hensiktsmessig måte, og samtidig føre med seg en rekke uheldige konkurranserettslige og markedsadferdsmessige problemstillinger. Sistnevnte er også drøftet nærmere i kapittel 7.5.

For å sikre individuell markedsadgang for de enkelte konsesjonærene bør kraftproduksjon og forbruk til havs stå overfor tilsvarende markedsregelverk som på land, både hva gjelder måling, avregning, omsetning og markedsadferd. Videre bør tilsvarende regelverk som regulerer døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene under energiloven, også gjøres gjeldende utenfor grunnlinjen. Dette omfatter både regelverk rettet mot organiserte markeds plasser for drift av handelsløsningene, og regelverk rettet mot TSO i form av systemoperatørrollen nødvendig for at markedsdeltakelse i både døgnmarkedet, intradagmarkedet og balansemarkedene kan gjennomføres på en driftsmessig sikker og effektiv måte. Hovedvekten av bestemmelsene for organisering av markeds løsninger og systemansvarliges rolle for å tilrettelegge for dette, er i dag regulert via EØS-relevant regelverk vedtatt i medhold av energiloven. Dette gjelder blant annet CACM, EB og SO. For å sikre en konsistent regulering av markedsorganiseringen til havs og på land, bør det sørges for at markeds plasser, systemoperatører, nettoperatører og markedsaktører står overfor tilsvarende regelverk til havs som på land.

### **7.3.3 Budområdeinndeling ved radielle forbindelser**

I henhold til gjeldende regelverk under energiloven skal budområder fastsettes med formål å håndtere strukturelle flaskehals i nettet. Opprettelse av nye budområder

eller endringer av eksisterende budområdegrenser skal gjennomføres etter fastsatte prosedyrer og baseres på vurderinger fra TSOene.

For radielle forbindelser vil det ikke nødvendigvis oppstå strukturelle flaskehals ved ilandføringspunktet for forbindelsen. Vi antar derfor at det ikke vil være behov for å opprette nye budområder til havs ved radielle forbindelser, jf. tilsvarende diskusjoner om opprettelse av egne budområder til havs for såkalte hybridforbindelser. Ved tilknytning av større mengder ny kraftproduksjon fra havvind kan det derimot oppstå strukturelle flaskehals i andre deler av nettet enn før tilknytningen av havvind. Dette kan innebære behov for å justere de eksisterende budområdegrensene eller opprette nye budområder. Dette bør vurderes i henhold til gjeldende prosedyrer og bestemmelser fastsatt i regelverket underlagt energiloven.

## 7.4 Havvindkonsortier

### 7.4.1 Organisering i havvindkonsortier

Det legges opp til at flere selskaper som hver for seg er etablerte aktører i kraftmarkedet kan søke om konsesjon sammen i såkalte konsortier. [Veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs](#) legger opp til at den som søker om å bli prekvalifisert til å utvikle vindkraft til havs, skal være en juridisk person med organisasjonsnummer<sup>23</sup>. Havenergiloven § 3-5 første ledd bekrefter også at konsesjoner etter havenergiloven skal gis til et norsk foretak.

Det er noe uklart hvilke former for samarbeid som forutsettes i et havvindkonsortium. Men organiseringen av konsortier kan ha betydning for hvordan slike aktører kan samordne seg til havs i prosjektenes driftsfase. På den ene siden kan det være rasjonelt at flere selskaper går sammen om å søke konsesjon for å dele på kostnader og risiko, utnytte ulik kompetanse etc. Samtidig, dersom slike konsortier ikke etableres som selvstendige fungerende fellesforetak, kan det innebære samarbeid mellom uavhengige foretak som er i strid med konkurranseloven § 10 som forbyr samarbeid mellom foretak som har til formål eller virkning å begrense konkurransen. Aktørene må påse at en eventuell samordnet opptreden mellom deltakere i et slik havvindkonsortium er i tråd med konkurransereglene.

Konsortier forutsettes å ha «tilfredsstillende teknisk kompetanse og finansiell styrke, og oppfylle relevante krav til helse, miljø og tryggleik»<sup>24</sup> når de søker å bli prekvalifisert til å utvikle vindkraft til havs. Det kan se ut som om disse kravene gjelder frem til konsesjonen er gitt, og ikke nødvendigvis i tiden etter, som i driftsfasen

Til sammenligning, ifølge dagens energirettslige regulering på land forutsettes nettselskap med inntektsramme å ha egne ansatte og besitte den kompetansen som er nødvendig for å drive et nettselskap.<sup>25</sup> For nettselskap stilles det krav om en selvstendig organisasjon, som selv disponerer over ressursene som trengs for å

---

<sup>23</sup> Se punkt 4 i [Veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs](#)

<sup>24</sup> Forslag til ny bestemmelse i havenergilova § 2-3 tredje ledd, samt punkt 4 i [veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs](#)

<sup>25</sup> Energilovforskriften § 3-6.

operere nettet. Det vertikalt integrerte selskapet skal med andre ord være en realitet. Selskapet som driver med nettvirksomhet skal kunne dokumentere overholdelse av gjeldende nøytralitetskrav.<sup>26</sup> For kraftselskaper på land kreves det at de til enhver tid har tilgang til personell med kompetanse til å ivareta ledelse, kontroll og praktisk drift. Sammenslåinger og oppkjøp i så vel nettselskaper som kraftselskaper skal meldes til RME, og i så fall kan RME sette vilkår, blant annet om oppdeling i selvstendige juridiske enheter.<sup>27</sup>

På samme måte som det er gjort i energiloven<sup>28</sup>, kan det vurderes å vedta en regel i havenergilova som gir departementet adgang til å gi nærmere regler i forskrift eller i konsesjonsvilkår om nettanleggkonsesjonærens og produksjonsanleggs-konsesjonærens organisasjon og kompetanse, kompetanse hos den som overlates driftsoppgaver og bestemmelser som regulerer bortsettelse av drift.

#### **7.4.2 Om informasjonsflyt innad i et havvindkonsortium**

Neste kapittel 7.5 omhandler markedsadferd og informasjonsdeling mellom de ulike havvindkonsesjonærene i hhv. scenario B og C. Dersom forbudet mot å formidle innsideinformasjon<sup>29</sup> får tilsvarende anvendelse på havvindenergi utenfor grunnlinjen, vil det kunne oppstå noen problemstillinger knyttet til informasjonsdeling mellom ulike deltagere innad i et konsortium. Vi vil peke på noen slike problemstillinger i dette kapittelet.

Energilovgivningens forbud mot å formidle eller benytte innsideinformasjon gjelder både fysiske og juridiske personer. Dersom et slikt forbud også blir gjeldende utenfor grunnlinjen, vil dette innebære at en deleier i et konsortieselskap, uavhengig av eierandel, ikke vil kunne dele innsideinformasjon med konsortieselskapet. Eksempelvis vil analyser som bygger på opplysninger som deleieren vil ha om egen virksomhet (for vannkraftverk på land vil det typisk være informasjon om magasinifilling, forventning om tilsig o.l.), ikke kunne deles med det deleide konsortieselskapet. Informasjon som kun bygger på analyser utenfor egen virksomhet (eks. værprognoser, offentlige prisprognoser) vil kunne deles med den deleide virksomheten.

Forbudet mot å benytte innsideinformasjon, forutsatt at tilsvarende regel blir anvendt utenfor grunnlinjen, vil potensielt innebære at et deleid selskap (havvindkonsortium) ikke vil kunne motta informasjon fra en eier/deltaker om hvordan denne vil disponere sin andel (dvs. buddata fra en eier), for så å fastsette resterende bud på bakgrunn av dette. De enkelte deleierne i et konsortium kan ikke samarbeide om hvordan de skal by inn kraften fra det felleseide konsortiet, fordi de vil sitte på informasjon som vil kunne anses som innsideinformasjon straks den blir delt.

Ovennevnte forhold kan i prinsippet håndteres på to måter. For det første kan havvindkonsesjonæren organiseres som et selskap med ressurser og kompetanse til å

---

<sup>26</sup> Se RME Standardvilkår omsetningskonsesjon - for nettvirksomhet pkt. 3.1

<sup>27</sup> Ibid. pkt. 5.2 og RME Standardvilkår omsetningskonsesjon - for omsetningsvirksomhet pkt. 5.2

<sup>28</sup> Se energiloven § 3-5 første ledd nr. 5

<sup>29</sup> NEM § 5-2 (Forbud mot innsidehandel), jf. definisjonen av «innsideinformasjon» i NEM §5-1

forestå alle løpende markedsoperasjoner, uten at markedssensitiv informasjon utveksles med deltakerne i konsortiet. For det andre kan deltakerne i konsortiet bli enige om at en av deltakerne gis fullmakt og ansvar for å forestå alle løpende markedsoperasjoner, uten at markedssensitiv informasjon utveksles med de øvrige deltakerne i konsortiet.

## 7.5 Markedsadferd og transparens

### 7.5.1 Bakgrunn for regulering på land og behov for tilsvarende regulering til havs

Omsetning av energi skal foregå «på en samfunnsmessig rasjonell måte»<sup>30</sup>. Markedsmanipulasjon og innsidehandel i fysiske kraftmarkeder er skadelig for markedets effektivitet, og svekker tilliten til prismekanismen i kraftmarkedet. Energilovgivningens forbud mot innsidehandel og markedsmanipulasjon, samt krav til publisering av informasjon<sup>31</sup> har til hensikt å fremme energilovens formål om å sikre en samfunnsmessig rasjonell omsetning av kraft, ved å tilrettelegge for at samtlige markedsaktører sitter på likest mulig informasjon og konkurrerer på mest mulig likt grunnlag. Krav til publisering i hhv. forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM) § 5-3 og i Transparensforordningen<sup>32</sup> har som mål at hele markedet får informasjonen samtidig. På den måten vil ingen aktører ha en informasjonsfordel og aktørenes agering i markedet kan foregå på likere grunnlag.

For det tilfelle det ikke sikres markedsadgang på individuell basis for havvindaktørene utenfor grunnlinjen, vil det kunne oppstå situasjoner der de ulike havvindparkene vil ha behov for å koordinere seg i relasjonen mot kraftmarkedet. Dette kan være problematisk sett fra et markedsadferdsperspektiv.

Pliktsubjektet for energilovgivningens markedsadferdsregler er *markedsaktør*, som er definert av NEM § 5-1 som en «*person, inkludert systemansvarlig nettselskap, som forestår produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling eller bruk av energi, og som inngår en eller flere kontrakter knyttet til et engrosenergiprodukt i ett eller flere engrosenergimarkeder*».

En samordnet opptreden mellom havvindaktørene vil ha potensiale til å manipulere kraftmarkedet og være skadelig for markedets effektivitet. Innenfor energilovens geografiske område vil RME være kompetent myndighet til å vurdere om markedsmanipulasjonsforbudet i NEM § 5-4 er overtrådt. For havvindaktører i scenario B og C som vil operere utenfor energilovens geografiske område, finnes det i dag ikke tilsvarende regler for markedsadferd og transparens. Disse bør vurderes å gjøres gjeldende til havs, og det bør videre vurderes å utpeke en nasjonal myndighet til å føre tilsyn med havvindaktørenes markedsadferd til havs.

---

<sup>30</sup> Energiloven § 1-2

<sup>31</sup> NEM kapittel 5 angir bestemmelser om markedsadferd og transparens i kraftmarkedet.

<sup>32</sup> Kommisjonens forordning (EU) nr. 543/2013 av 14. juni 2013 om innsending og offentliggjøring av opplysninger på markedene for elektrisk kraft og om endring av vedlegg I til europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 714/2009 (Transparensforordningen)

### 7.5.2 Scenario A

Markedsadferdsreglene i NEM kap. 5 og Transparensforordningen er vedtatt med hjemmel i energiloven<sup>33</sup> og deres geografiske virkeområde stopper i utgangspunktet ved grunnlinjen.

Vår vurdering er at vindkraftkonsesjonær i scenario A som vil forestå «produksjon,...overføring, omsetning» og handle i engrosenergimarkedet, vil omfattes av markedsadferdsreglene i NEM kap. 5 og i Transparensforordningen så lenge aktørene eier eller driver sin radial innenfor grunnlinjene. Etter vår oppfatning, er det ikke nødvendig med tilpasningen av reglene for markedsadferd og transparens utenfor grunnlinjene for scenario A da de gjeldende regler i energilovgivning vil få anvendelse. RME vil være kompetent tilsynsmyndighet for aktørene i scenario A.

### 7.5.3 Scenario B og C

Virksomhetene til vindkraftprodusentene til havs i scenariene B og C vil ligge helt utenfor energilovens geografiske virkeområde, så lenge samme rettssubjekt ikke vil eie eller drive fellesradialen som skal levere strøm til nettet på land. Dette innebærer at RME ikke vil være kompetent myndighet til å føre tilsyn med at reglene for markedsadferd og transparens følges av slike markedsaktører utenfor grunnlinjen uten tilpasninger av regelverket. Det bør derfor vurderes å vedta tilsvarende markedsadferdsregler for aktører som opererer utenfor grunnlinjen, og utpeke RME eller en annen nasjonal myndighet til å føre tilsyn med havvindaktørenes markedsadferd. Å sikre like markedsadferdsregler til havs som på land er etter vår oppfatning viktig dersom vindkraftaktørene skal gis tilgang til markedet.

Ved individuell markedsadgang vil havvindprodusentene ikke ha behov å samordne seg til havs og dele markedssensitiv informasjon<sup>34</sup> med hverandre. En forutsetning for individuell markedsadgang er individuell måling for hvert selskap som vil ha produksjonsanleggskonsesjon og at regelverk for systemdrift og markedsorganisering også gjøres gjeldende til havs, jf. drøftelser i tidligere kapitler. I motsatt fall, ville havvindprodusentene måttet samordnet eller delt informasjon med hverandre eller via en tredjepart. Dette ville reist en rekke problemstillinger knyttet til deling av markedssensitiv informasjon.

Hvis vi tar for oss deling av buddata og/eller produksjonsplaner som et eksempel, er de etter vår vurdering å anse som forretningshemmeligheter. Det kan være problematisk at opplysninger om buddata og/eller produksjonsplaner deles med en annen produsent som er tilknyttet samme radial, eller med tredjepart som vi forutsetter kan være en nettvirksomhet som drifter radialen. Den aktøren som drifter radialen, vil i kraft av å være nettselskap, ha taushetsplikt om forretningshemmeligheter etter NEM § 4-7 annet ledd. Det bør vurderes å la en tilsvarende bestemmelse gjelde til havs i prosjektenes driftsfase.

---

<sup>33</sup> Forskrift om elektrisk kraft over landegrensene, som inkorporerer Transparensforordningen, er vedtatt med hjemmel i energiloven.

<sup>34</sup> Slik markedssensitiv informasjon vil kunne utgjøre innsideinformasjon dersom NEM-forskriftens definisjon i § 5-1 vil ha tilsvarende anvendelse utenfor grunnlinjene.

# 8 Økonomisk regulering og tariffering av nettvirksomhet

## 8.1 Våre hovedvurderinger

- I scenario A, vil konsesjonæren selv finansiere nettanlegget og det vil ikke være behov for regulering av inntekter. Konsesjonæren vil trenge omsetningskonsesjon iht energiloven der det bør sikres krav om rapportering av tekniske og økonomiske data i eRapp gjennom konsesjonsvilkårene for produsenter. De vil også bli tariffert i henhold til gjeldende tariffersregelverk under energiloven. Det bør sikres vilkår om overdragelse av nettanleggene og vilkår knyttet til verdsettelse av nettanleggene.
- I scenario B vil konsesjonæren dele nettkostnadene på flere aktører til havs. Det er ventet at insentiver til effektivitet og kvalitet ivaretas når produsentene eier og drifter nettet selv. Samtidig vil netteier kunne ha insentiver til å blåse opp kostnadene som føres på nett, og dermed tariffer som hentes inn fra andre. Som et minstekrav må det sikres rapportering av tekniske og økonomiske data. Tariffer for tredjeparter skal være objektive og ikke-diskriminerende. Vi foreslår at tariffer kan avtales mellom partene, med en klageadgang til den som utpekes som reguleringsmyndighet ved uenighet. På den måten vil den som er utpekt som regulator foreta etterfølgende kontroll av tariffene gjennom en tvisteløsning. Det kan også vurderes at tariffer blir forelagt nasjonal reguleringsmyndighet til havs for godkjenning.
- I scenario C vil frikobling mellom nettvirksomhet og konkurranseutsatt produksjon gi betydelige behov for regulering av insentiver. Her vil det være naturlig å se til reguleringen av Statnett på land (på grunn av spenningsnivå og få sammenlignbare aktører).
- Ettersom det er fastsatt et øvre tak for innmatingstariff for produsenter tilknyttet transmisjonsnett vil omklassifisering kunne resultere i at tilknyttede produsenter betaler mindre for bruk av nettet enn før omklassifisering. Gitt et transmisjonsnettanlegg med kun produsenter tilknyttet, kan dette gi en situasjon der tariffinntektene transmisjonsnetteier kan hente inn fra tilknyttede produsenter ikke er tilstrekkelig til å dekke kostnadene. Adgang til å kreve anleggsbidrag for hele eller deler av kostnadsgrunnlaget for etablering av nettanlegget vil imidlertid redusere kostnadene netteier skal hente inn gjennom nettleien.

## 8.2 Økonomisk regulering på land

Alle nettselskap på land er økonomisk regulert av RME gjennom forskrift om kontroll av nettvirksomhet (referanse). Reguleringen skal sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og bygges på en sikker og

samfunnsmessig rasjonell måte. Den skal sikre at nettselskapene ikke tar monopolprofitt og at nettleien til kundene ikke blir høyere enn nødvendig.

RME fastsetter årlig tillatt inntekt for nettselskapene. Den øvre rammen skal fastsettes slik at inntekten over tid dekker kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gir en rimelig avkastning på investert kapital ved effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Kundespesifikke anlegg eies enten av produsenten/aktøren selv eller det kan eies av et nettselskap. I det første tilfellet inngår ikke dette i innteksreguleringen som er fastsatt av RME, dersom nettet i sin helhet finansieres av eieren av nettanleggene. Dersom det er andre kunder tilknyttet nettet, vil reguleringen avhenge av omfanget av nett og kunder. I tilfeller der et nettselskap eier andres kundespesifikke nettanlegg, vil dette i sin helhet finansieres ved anleggsbidrag og nettselskapet vil tariffere kunden for alle kostnader knyttet til dette nettanlegget. Disse forholdene kommer vi nærmere inn på videre i kapitlet.

### **8.2.1 Omsetningskonsesjon**

Alle aktører (unntatt Staten) som driver med nettvirksomhet, produksjon og/eller omsetning av elektrisitet er etter energiloven nødt til å ha omsetningskonsesjon fra RME. Vilkår i omsetningskonsesjonene gir RME nødvendige virkemidler for å sikre at aktører etterlever relevant regelverk.

Vilkårene under omsetningskonsesjonen i NEM-forskriften er forankret i enl § 4-1. Disse vilkårene har blant annet betydning for muligheten til å føre tilsyn og kontroll med grunnlaget for en tariff som betaling for en netttjeneste, samt økonomisk og teknisk rapportering (eRapp).

Det finnes i dag flere vilkårssett for omsetningskonsesjoner, avhengig av selskapets virksomhetsområde og kompleksitet. De ulike vilkårssettene formaliserer hvilke regler og krav i lov og forskrifter som vil være gjeldende for ulike typer konsesjonærer. De ordinære vilkårene er mest omfattende, mens det i enkelte tilfeller gis forenklede vilkår til aktører med begrenset aktivitet eller med mindre behov for regulering. Dette gjelder spesielt for nettvirksomheten, der vilkårene er bestemmende for hvor omfattende rapportering og regulering denne underlegges.

### **8.2.2 Rapportering i eRapp**

Alle nettselskap og andre konsesjonærer med ordinær omsetningskonsesjon skal etter NEM § 4-4 føre regnskap i samsvar med regnskapsloven og god regnskapsskikk. De plikter å rapportere inn regnskapene sine til RME årlig gjennom eRapp. *«Virksomheten skal deles opp i selvstendige virksomhetsområder med separate budsjetter og regnskapet (resultatoppstilling og balanse), og det skal gis separat regnskapsinformasjon om virksomhetsområdene.»*<sup>35</sup>

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet gir videre detaljerte rapporteringskrav. Det stilles ytterligere krav til rapportering av økonomiske og tekniske data for konsesjonærer med nettvirksomhet. RME fører tilsyn med at konsesjonærene

---

<sup>35</sup> NEM § 4-4 første ledd annet punktum



overholder rapporteringskravene, spesielt for nettvirksomheten. Det gjøres årlige kontroller av rapporterte tall og det føres av og til spesialtilsyn med utvalgte temaer.

Formålet med rapportering av slike data er å gi RME nødvendig informasjon til å fastsette tillatt inntekt for nettvirksomheten. Herunder skal det også sikres at det ikke forekommer krysssubsidiering mellom monopolvirksomhet og annen virksomhet, og hindre at netteier belaster tariffene med kostnader fra eventuell annen virksomhet. Prosessen for fastsettelse av inntektsramme for nettselskapene skal sikre at tariffunderlaget til nettselskapet er basert på effektive kostnader, og at netteier sikres en rimelig avkastning.

På land er det i dag krav om selskapsmessig skille for alle nettselskap. Dette sikrer i større grad nøytralitet hos netteier. Dette kravet gjelder imidlertid ikke for kundespesifikke anlegg på land.

## **8.3 Behov for økonomisk regulering til havs**

### **8.3.1 Behov for rapportering i eRapp til havs**

Vilkår om rapportering av økonomiske og tekniske data på virksomhetsområder bør også gjelde for aktørene til havs. Et minstekrav for konsesjonær som eier nett til havs bør være å føre separat regnskap for monopolvirksomheten. Dette er viktig for å kunne regulere eller klagebehandle eventuelle tredjepartstariffer og for å verdsette nettet ved et fremtidig salg. Det gjør det mulig for myndighetene å føre tilsyn med monopolvirksomheten og motvirke prisdiskriminering, kryss-subsidiering eller andre former for konkurransehemmende aktivitet.

Krav om regnskapsmessig skille bør sikres i alle scenarioer. I scenario A er dette mulig ivaretatt gjennom eksisterende omsetningskonsesjonsregelverk.

### **8.3.2 Fjernings-/saneringskostnader**

Etter havenl. § 6-1 skal et nettanlegg ved endt levetid fjernes/saneres, noe som innebærer et sett med kostnader. Vilkår for håndtering av fjernings-/saneringskostnader bør sikres i forskrift eller i konsesjonsvilkår.

En vanlig metode er at nåverdien av fjerningskostnaden balanseføres som en del av anskaffelseskostnaden og avskrives sammen med denne i henhold til god regnskapsskikk. Dette medfører at fjerningskostnaden fordeles utover levetiden til anlegget. I reguleringen får nettselskapene ikke avkastning på den balanseførte fjerningskostnaden. Dersom det ikke skjer et eierskifte før kablen saneres, tar netteier hele fjerningskostnaden. Kostnaden kan fordeles på en objektiv og ikke-diskriminerende måte mellom eventuelle andre brukere av nettet gjennom tarifferingen over anleggets levetid.

Det kan være fornuftig å se til gjeldende praksis på land ved fastsettelse av vilkår for fjerning og sanering av nettanlegg til havs. Dette gjelder for alle scenarioene.

### **8.3.3 Vilkår for overdragelse av nettanlegg**

Et nettanlegg kan av ulike grunner skifte eier i løpet av anleggets levetid. Vilkår for overdragelse bør fastsettes i forskrift eller konsesjonsvilkår. Vilkårene bør inneholde metode for verdsettelse av anleggsmidlene i reguleringen. Det kan også være

hensiktsmessig å på forhånd bestemme en metode for fastsettelse av salgssum ved overdragelse, for å skape forutsigbarhet for aktørene, samt unngå at uenighet om dette skaper transaksjonskostnader eller gjør at prosessen dras ut i tid.

På land er metoden for verdsettelse av anleggene regulert i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 10-2. Her fremkommer det at omfordeling av inntektsramme ved overdragelse av nettanlegg mellom to nettselskap skal reflektere den bokførte verdien til driftsmiddelet. Det fremkommer også av forskriften hvordan bokført verdi skal fastsettes i reguleringen. Eventuell gevinst eller tap utover dette skal ikke påvirke inntektsrammen. Prinsippet er altså at det skal være kontinuitet i den bokførte verdien. Dette sikrer riktig tariffing av kapitalkostnader over anleggets levetid.

Nettanlegg kan ikke videreselges uten godkjenning/samtykke fra OED. Etter havenl. § 3--2 kreves det konsesjon fra departementet for å bygge, eie eller drive nettanlegg. Dette gjelder også for ombygging eller utvidelse av eksisterende anlegg. Konsesjonsplikten for å eie anlegg innebærer at nettanlegget ikke kan overdras uten samtykke fra departementet (Ot.prp. 107 (2008-2009) s. 81). Videre kan departementet etter havenl. § 6-2 fatte vedtak om ekspropriasjon av nettanlegg dersom hensyn til samfunnsmessig rasjonell produksjon, omforming og overføring av elektrisk energi eller allmenne interesser ellers tilsier det.

Dersom det er en betydelig sannsynlighet for overdragelse, kan det være hensiktsmessig å på forhånd bestemme en metode for fastsettelse av salgssummen ved overdragelse. Dette kan være særlig relevant dersom havvindprodusentene selv bygger anlegget og dette skal overdras til en uavhengig netteier (Statnett) ved idriftsettelse, eller dersom man vurderer sannsynligheten for omklassifisering til transmisjonsnett på sikt som stor. I slike tilfeller vil det kunne være vanskelig å finne én riktig markedsbasert pris, ettersom det i realiteten kun er én potensiell kjøper.<sup>36</sup> En modell/vilkår for fastsettelse av salgssum vil redusere muligheten for uenighet om reell verdi mellom kjøper og selger, og dermed redusere usikkerhet, transaksjonskostnader og risiko for at prosessen drar ut i tid.

Det er naturlig at salgssummen tar utgangspunkt i bokførte verdier. I tillegg kan det vurderes om eventuelle begrensninger i kjøpers mulighet til å hente inn de aktuelle kostnadene gjennom tariffier skal reflekteres i salgssummen.<sup>37</sup> Som beskrevet i kapittel 8.3.2, bør det stilles krav til at konsesjonæren fører regnskap og rapporterer i eRapp. Herunder må konsesjonæren føre balanseverdier og avskrive nettanlegget i henhold til god regnskapsskikk. Dette vil sørge for økt transparens i verdifastsettelsen ved en eventuell overdragelse. Vilårene bør videre inneholde kriterier om teknisk stand, avskrivingsstid og vedlikehold gjennom levetiden. Det bør også tydelig fremkomme

---

<sup>36</sup> I det britiske OFTO-regimet overdras anlegget gjennom auksjonsprosesser med flere mulige kjøpere, noe som sikrer en markedsmessig verddivurdering av anleggene ved overdragelse.

<sup>37</sup> I kapittel 8.4.4 drøftes det hvordan en omklassifisering til transmisjonsnett vil kunne medføre lavere kostnader for produsentene og at Statnett potensielt ikke vil kunne få full kostnadsdekning gjennom tariffing av aktørene til havs.

hvordan eventuelle subsidier gjennom auksjonsprosessen skal håndteres i en salgssum.

### **8.3.4 Behov for økonomiske insentiver og regulering av tillatt inntekt**

Behovet for å regulere en tillatt inntekt og herunder gi insentiver til effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet vil variere mellom de ulike scenarioene.

#### 8.3.4.1 Scenario A

I dette scenarioet er det ingen tredjeparter involvert, og aktøren vil selv måtte bære alle kostnader ved lav effektivitet eller lav kvalitet som fører til nedetid på kabelen. Det vil dermed være lite behov for regulering av insentiver i dette scenarioet.

Det kan forekomme et scenario der nettet bygges av produsenten, men skal overdras til en annen aktør ved idriftsettelse. Dersom denne overdragelsen innebærer at kostnadene for nettet også fordeles på andre, for eksempel at de inngår i den samlede inntektsrammen til Statnett dersom anlegget klassifiseres som transmisjonsnett, kan produsenten få svakere insentiver til å bygge kostnadseffektivt sammenliknet med om hen måtte bære alle nettkostnadene selv. Et reguleringsmessig grep for å unngå at ineffektive byggekostnader lempes over på fellesskapet, er å gjøre en vurdering av kostnadseffektivitet, der kun effektive kostnader vil inngå i salgssummen og føres som inngående kapitalverdier hos Statnett (i dette eksempelet). Dette er imidlertid ikke en enkel vurdering, men jo mer nettanlegg som bygges til havs, jo bedre kan et sammenligningsgrunnlag bli.

#### 8.3.4.2 Scenario B

I dette scenarioet er det tredjeparter tilknyttet nettvirksomheten, noe som gir større behov for økonomisk regulering.

Så lenge tredjepartene utgjør en mindre andel av bruken av radialen, vil kostnadsinsentiver ivaretas ved at kostnader ved lite effektiv drift i hovedsak bæres av aktøren selv. Når tredjepartsbruken øker, reduseres disse naturlige insentivene ved at større deler av kostnadsøkningen kan veltes over på tredjepartene. Samlet sett vil det trolig være lite behov for spesifikk regulering av kostnadsinsentiver i scenario B, da netteier trolig selv vil være en betydelig bruker av nettanlegget.

Selv om man har naturlige insentiver til å holde de faktiske kostnadene lave, vil man ved tredjeparter kunne ha insentiver til kryss-subsidiering, der man fører kostnader fra annen virksomhet som nettvirksomhet. Dette vil øke tariffgrunnlaget, og dermed tariffinntektene som netteier mottar fra tredjepartene. Dette understreker behovet for føring og rapportering av regnskap på adskilte virksomhetsområder, med tilhørende kontrollmekanismer, som drøftet i kapittel 8.2.2.8.3.1

Eventuelt forbruk som tilknyttes radialen vil kunne ha andre behov knyttet til leveringspålitelighet enn produsenten selv. For nett på land reguleres leveringspålitelighet gjennom krav i forskrift om leveringskvalitet og gjennom insentivmekanismene i KILE-ordningen. Gjennom KILE-ordningen stilles netteier til ansvar for samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd/nedetid, ved at disse kostnadene trekkes fra i nettselskapenes tillatte inntekt. Dersom det ikke fastsettes en tillatt inntekt fra regulatorisk hold, vil man heller ikke ha mulighet til å implementere

KILE-ordningen<sup>38</sup> slik den praktiseres på land i dag. Leveringspålitelighet utdypes ytterligere i kapittel 9.

Så lenge det er et fåtall kunder knyttet til radialen, mener vi det ikke er behov for å fastsette en tillatt inntekt for eieren av radialen. Dette kan relateres til land ved å se på vilkårssettet for omsetningskonsesjon for «kraftprodusenter med over 1 GWh i midlere årsproduksjon og nettvirksomhet av begrenset omfang»<sup>39</sup>. Her gis det unntak fra NEM § 4-5 om fastsettelse årlige inntektsrammer. Omsetningskonsesjonæren plikter imidlertid å følge krav i NEM § 4-6 om ikke-diskriminerende og objektive tariffing. I tillegg bør det som et minimum sikres at aktørene til havs får klageadgang. Dette er en rettighet for tredjepartene til havs å få kontrollert at omsetningskonsesjonæren sørger for markedsadgang for alle som etterspør netjtjenester på ikke-diskriminerende og objektive vilkår.

En slik forvaltningsrettslig vurdering av vilkår i avtaler mellom private parter gjennom klageadgang vil kunne være hensiktsmessig i tilfeller med et fåtall aktører til havs, både hva gjelder tariffen og leveringskvalitet. For tilfeller der det vurderes som ikke tilstrekkelig at regulator kun foretar etterfølgende kontroll av tariffene gjennom tvisteløsning, kan det vurderes å innføre en plikt for eieren av radialen i scenario B å legge frem tariffen til reguleringsmyndighet til godkjenning.

#### 8.3.4.3 Scenario C

I scenario C vil netteiere og brukere av nettet ikke lenger ha de samme sammenfallende insentivene som man har i scenario A og delvis i scenario B. Dette fører til et betydelig større behov for regulering av insentiver i dette scenarioet.

Det vil trolig ikke eksistere mange uavhengige netteiere til havs, slik at grunnlaget for sammenlignende effektivitetsanalyser, som brukes i distribusjonsnett på land, vil være for smalt. Når man skal se på insentivregulering i scenario C, vil det være aktuelt å se til utformingen av reguleringen av Statnett på land. Vi kommer ikke til å beskrive en slik regulering i detalj i dette notatet, men det er naturlig at reguleringen vil innebære:

- Fastsettelse av inntektsramme som gir kostnadsdekning og en rimelig avkastning på kapital, gitt effektiv utvikling og drift av nettet.
- Effektivitetsmekanisme som gir insentiver til effektiv drift over tid.
- KILE eller andre mekanismer for å sikre insentiver til riktig kvalitet på nettvirksomheten, herunder lite nedetid og rask retting av feil.

## 8.4 Tariffing

I henhold til forskrift om kontroll av nettvirksomhet del V om tariffen har nettselskap flere inntektskilder. De viktigste er:

- Anleggsbidrag – engangsbetaling for å dekke kostnader ved tilknytning eller ved tildeling av økt kapasitet

---

<sup>38</sup> KILE står for kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi, jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 9-1.

<sup>39</sup> [Konsesjonsvilkår - NVE](#)

- Nettleie – betaling for løpende bruk
- I spesielle tilfeller kan flaskehalsinntekter være en betydelig inntektskilde

Ettersom nettselskap på land er regulert med en maksimal tillatt inntekt, påvirker reglene om anleggsbidrag hvor mye nettselskapene kan kreve inn gjennom nettleie.

To viktige mål med utformingen av tariffene er å gi brukerne signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, samt å sikre en rimelig kostnadsfordeling mellom brukerne. Tariffene på land fordeler kostnader mellom ulike kundetyper (eksempelvis produsenter og uttakskunder) og mellom nettnivåer. Prinsipper for utforming av tariffene på land fremgår av kontrollforskriften § 13-1. Tariffene skal blant annet være objektive og ikke-diskriminerende, i størst mulig grad gi signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet og refereres tilknytningspunkt. Dette er alle hensyn som i stor grad også vil gjelde for tariffing av nett til havs. Vi vil i tillegg beskrive fordeling av kostnader mellom brukere av nettanlegg til havs og brukere av nettanlegg på land.

I tilleggsmeldingen (Meld. St. 11 (2021-2022)) fremgår det på s. 14 at "*Regjeringen vil [...]legge til rette for at nettkundene på land ikke skal bære investeringskostnaden av nettet til havs for de første prosjektene.*» Vi legger til grunn at det med «de første prosjektene» vises til Sørlige Nordsjø II fase 1 og Utsira Nord.

#### **8.4.1 Tariffing av produksjon innenfor energilovens virkeområde**

Produsenter innenfor energilovens virkeområde dekker nettkostnader gjennom kostnader for ev. egne nettanlegg, anleggsbidrag, innmatingstariff og ev. tariff for produksjonsrelaterte nettanlegg. Vi forklarer begrepene under:

- Anleggsbidrag. De betaler anleggsbidrag for kostnader for tilknytning og ev. forsterkning av eksisterende nett.
- Kostnader for eget nett. De bekoster eget nett frem til eksisterende nett.
- Innmatingstariff. Denne består av to deler:
  - Fastledd for innmating. Fastleddet for innmating i transmisjonsnett kan ikke overstige grensen som følger av ITC-forordningen<sup>40</sup> som er gjennomført i norsk rett gjennom forskrift om elektrisk kraft over landegrensene og er lik på alle nettnivå. Den fastsettes av Statnett, og ligger i 2022 på 1,43 øre/kWh, hvorav 0,15 øre/kWh er relatert systemdriftskostnader. Avregningsgrunnlaget for produksjon bestemmes av gjennomsnittlig årsproduksjon siste 10 år.
  - Energiledd. Energileddet er marginaltapsbasert og referert til tilknytningspunktet.
- Tariff for produksjonsrelaterte nettanlegg. Eget tariffledd for produsenter tilknyttet produksjonsrelaterte nettanlegg.

Vår vurdering er at denne tilnærmingen i utgangspunktet er robust for tariffing av radielt tilknyttet produksjon til havs. Samme rammeverk for betaling vil bidra til

---

<sup>40</sup> Jf. Kommisjonsforordning (EU) nr. 838/2010 av 23. september 2010 om fastsettelse av retningslinjer for kompensasjonsordningen mellom operatører av transmisjonsnett og en felles fremgangsmåte for fastsettelse av transmisjonsavgifter (ITC-forordning), dets vedlegg del B pkt. 3 annet avsnitt

likebehandling mellom produsenter innenfor og utenfor grunnlinjen mht. hvilke nettkostnader de skal dekke. Dette vil i utgangspunktet også gjøre at investeringskostnader for nett til havs ikke bæres av nettkundene på land. Det er imidlertid noen forhold som kan føre til at deler av kostnadene for nettilknytning av havvind kan tilfalle kunder på land.

- Dekning av merkostnader for ev. tilrettelegginger, samt reduksjonsfaktor for anleggsbidrag i masket nett som ikke er kundespesifikt
- Tak på innmatingstariffen i transmisjonsnett gjør at produsenter ikke nødvendigvis dekker alle nettkostnader

#### **8.4.2 Dekning av merkostnader for tilrettelegginger og reduksjonsfaktor for anleggsbidrag i masket nett**

Som beskrevet i kapittel 4.3.4 vil tilrettelegging for fremtidige utvidelser av et havnett innebære økte kostnader.

Gitt en aktørstyrt utbygging er det i liten grad praksis på land for å pålegge kraftprodusenter å tilrettelegge for en slik fremtidig utvikling. Behov for tilrettelegging for tredjeparter kan i seg selv indikere at det aktuelle nettanlegget bør eies, bygges og drives av et nettselskap. Gjennom anleggsbidragsregelverket kan nettselskapet forskuttede disse kostnadene og kreve anleggsbidrag fra kunder som tilknyttes i inntil ti år. Dersom produsenten eier, bygger og driver nettanlegget vil denne vente å bli godtgjort for ev. tilrettelegginger, enten ved å kunne ta betalt fra tredjeparter som tilknyttes eller ved at staten dekker merkostnaden.

Dersom Statnett eier, bygger og driver radialen, kan de etter gjeldende regelverk under energiloven ta anleggsbidrag for kostnadene ved dette. Investeringer i regional- og transmisjonsnett har som oftest nyttevirksomheter for flere enn kunden som utløser investeringene. Eksempel på nyttevirksomheter for andre er reduserte flaskehals og bedre forsyningsikkerhet. Det er vanskelig å ta hensyn til alle faktiske øvrige nyttevirksomheter i beregningen av et anleggsbidrag. Kostnadsgrunnlaget for anleggsbidrag i regional- og transmisjonsnett skal etter gjeldende regelverk under energiloven derfor reduseres med en reduksjonsfaktor 0,5 for å ta hensyn til øvrige nyttevirksomheter.

Hensynet til øvrige nyttevirksomheter er ikke like gjeldende i nettanlegg hvor det kun er én eller et fåtall kunder som utløser og har behov for en investering, typisk radiale nettanlegg. Kundernes anleggsbidrag skal derfor ikke multipliseres med reduksjonsfaktoren i følgende tilfeller:

- Dersom (1) kunden er eneste bruker av nettanlegget, (2) nettanlegget er dimensjonert etter nettselskapets minste standard i forhold til kundens bestilte kapasitet og (3) nettselskapet vurderer at andre kunder ikke vil bli tilknyttet eller få økt kapasitet i nettanlegget innen ti år etter kunden som utløste investeringen ble tilknyttet eller fikk økt kapasitet, blir kundens anleggsbidrag lik kostnadsgrunnlaget.
- Dersom (1) det er et gitt antall kunder som utløser og har behov for nettinvesteringen, (2) nettanlegget er dimensjonert etter nettselskapets minste standard i forhold til kundens bestilte kapasitet og (3) nettselskapet vurderer at andre kunder ikke vil bli tilknyttet eller få økt kapasitet i

nettanlegget innen ti år etter kunden som utløste investeringen ble tilknyttet eller fikk økt kapasitet, skal kostnadsgrunnlaget fordeles mellom de aktuelle kundene basert på kapasitetsøkningene kundene har bestilt.

Dersom Statnett bygger nettanlegg og tilrettelegger for andre kunder enn havvindkonsesjonæren(e) alene, vil nr. (3) over ikke være oppfylt. Dersom dagens regelverk etter energiloven legges til grunn, innebærer det at reduksjonsfaktor skal benyttes ved fastsettelse av anleggsbidrag, og dermed at noen av investeringskostnadene dekkes av Statnett. Anleggsbidragsregler for hybride forbindelser vil vurderes nærmere i del 2 av oppdraget.

### **8.4.3 Tariffering av produksjonsrelaterte nettanlegg**

Dersom hovedfunksjonen til nettanlegget er produksjon, skal nettanlegget klassifiseres som produksjonsrelatert nettanlegg. Dersom det ikke er tilknyttet uttak til nettanlegget skal alle kostnader dekkes av kraftprodusent(en). Dette innebærer at alle kostnader ved planlegging, oppføring og drift av anlegget belastes produsent(en). Kostnader omfatter også investeringskostnader og tilhørende kapitalkostnader som ikke er dekket gjennom anleggsbidrag. Dersom det er tilknyttet uttak, kan en rimelig andel av kostnadene i nettanlegget inngå i tariffgrunnlaget for uttak. Tariffen skal ikke overstige tilsvarende tariffledd i nærmeste ordinære nettanlegg.

Øvre tak for produsentenes fastledd for innmatingstariff følger av ITC-forordningen som er gjennomført i norsk rett gjennom forskrift om elektrisk kraft over landegrensene § 1. ITC-forordningen gjelder kun for tariffering av produksjon i transmisjonsnett, og forordningens vedlegg del B omhandler en felles tilnærming til innmatingstariffer i transmisjonsnettet.

I Norge er det valgt å ha gjennomgående fastledd for innmating på alle nettnivå, jf. kontrollforskriften § 15-2. Det innebærer at alle produsenter i Norge betaler samme fastledd, uavhengig av nettnivå for tilknytningen. Fastledd for innmating er 1,2 EUR/MWh.<sup>41</sup> I tillegg har Statnett fastsatt et påslag for systemdriftskostnader som per 2022 er 0,15 øre/kWh.<sup>42</sup> Produsentene betaler videre et marginaltapsbasert energiledd som nevnt i ITC-forordningen del B i vedlegget, nr. 2 punkt 3. Etter reglene om anleggsbidrag betaler også produsenter sin forholdsmessige andel av kostnadsgrunnlaget for tilknytning og ev. forsterkninger som nevnt i ITC-forordningen del B i vedlegget, nr. 2 punkt 1.

ITC-forordningens føringer for tariffering av produsenter i transmisjonsnett er ikke bindende på underliggende nettnivåer. Det innebærer at det i tillegg er anledning til å ta tariff for produksjonsrelaterte nettanlegg fra produsenter tilknyttet nettanlegg i regional- og distribusjonsnettanlegg som har som hovedfunksjon å betjene produsenter. ITC-forordningens bestemmelser gir etter vår oppfatning ikke anledning til å kreve tariff for produksjonsrelaterte nettanlegg i transmisjonsnett.

---

<sup>41</sup> Se ITC-forordningen del B i vedlegget, nr. 3 om at de årlige gjennomsnittlige transmisjonsavgiftene som produsentene i Danmark, Sverige, Finland, Norge og Island betaler, skal ligge mellom 0 og 1,2 euro per megawatt-time.

<sup>42</sup> ITC-forordningen del B i vedlegget, nr. 2 punkt 2.

#### 8.4.4 Tariffering av produksjon til havs

Felles for alle tilknytningsløsninger i de to åpne områdene er behovet for tilknytning til eksisterende nett på land.

For Utsira Nord har Statnett signalisert at det er mest aktuelt med tilknytning i Gismarvik eller nye Karmøy stasjon. Disse stasjonene er verken konsesjonsrett eller bygget. Tilknytning til disse stasjonene kan være anleggsbidragspliktig. Det samme vil kunne gjelde for tilknytningspunkt for Sørlige Nordsjø II.

##### 8.4.4.1 Scenario A

En havvindprodusent som eier egen tilknytningsledning og er eneste bruker, gir samme kostnadsfordeling som for produsenter på land. Produsenten dekker selv alle investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader for egen tilknytningsledning. Vi forutsetter at produsenten betaler sin forholdsmessige andel for kostnader for ev. nødvendige nettførsterkninger i eksisterende nett på land i form av et anleggsbidrag. Avhengig av behovet for slike forsterkninger vil noen kostnader kunne tilfalle kunder på land som følge av reduksjonsfaktor for anleggsbidrag i masket nett.

Dersom det etableres en felles ledning til og ny stasjon på Utsira eller Karmøy for å ta imot kraften fra Utsira Nord, vil kostnadsfordelingen avhenge av om nettanlegget klassifiseres som transmisjonsnett eller ikke. Gitt at det klassifiseres som transmisjonsnett, kan det sees på som en utvidelse av transmisjonsnettet som anleggsbidragsfinansieres med reduksjonsfaktor. I motsatt fall kan det vurderes som kundespesifikt og produsentene eier, bygger og driver nettanlegget selv.

Ved en distribuert løsning på Utsira Nord eier, bygger og driver hver havvindkonsesjonær sin egen tilknytningsledning til eksisterende transmisjonsnett.

Ved en 320 kV radial uten mulighet for tilknytning av uttak eier, bygger og driver havvindkonsesjonæren HVDC-forbindelsen til land, og dekker alle kostnader ved denne.

##### 8.4.4.2 Scenario B

I dette tilfellet vil kostnadsfordelingen mellom brukere av nettanlegg til havs og brukere av nettanlegg på land være uendret sammenlignet med scenario A.

Det vil samtidig være viktig å sikre at tilknyttede tredjeparter møter objektive og ikke-diskriminerende tariffer.

Så lenge nettanleggets hovedfunksjon er produksjon, kan nettanlegget tarifferes som produksjonsrelatert nett slik det er beskrevet i 8.4.3. Uttak fra produksjonsrelaterte nettanlegg kan dekke en rimelig andel av kostnadene, men ikke høyere enn tariffen i nærmeste ordinære nettanlegg. Dersom Ekofisk tilknyttes en radial i Sørlige Nordsjø II, vil tariffen de møter være tilsvarende som om de var tilknyttet Statnett i transmisjonsnettet.

Dersom det tilknyttes uttak som gjør at nettanleggets hovedfunksjon ikke er å betjene produsentene, vil det etter dagens praksis for produksjonsrelatert nett innebære at det tilknyttede forbruket dekker de residuale kostnadene som ikke dekkes av produsentene gjennom fastledd, energiledd og anleggsbidrag.



#### 8.4.4.3 Scenario C

Dersom nettanlegget klassifiseres som transmisjonsnett, vil det kunne ha betydning for kostnadsdelingen mellom brukere av nett til havs og nettkunder på land.

Ettersom det er fastsatt et øvre tak for innmatingstariff for produsenter tilknyttet transmisjonsnett, vil omklassifisering kunne resultere i at tilknyttede produsenter betaler mindre for bruk av nettet enn før omklassifisering. Gitt et transmisjonsnett-anlegg med kun produsenter tilknyttet, kan det gi en situasjon der tariffinntektene transmisjonsnetteier kan hente inn fra tilknyttede produsenter ikke er tilstrekkelige til å dekke kostnadene. Adgang til å kreve anleggsbidrag for hele eller deler av kostnadsgrunnlaget for etablering av nettanlegget vil imidlertid redusere kostnadene netteier skal hente inn gjennom nettleien.

Dersom Sørliche Nordsjø II fase 1 realiseres med 525 kV er det gode argumenter for at Statnett bør stå for dette nettanlegget. Valg av 525 kV gir store merkostnader samtidig som nytten i stor grad er knyttet til muligheten for sammenkobling på DC-siden med andre nettanlegg til havs. Gitt regelverket etter energiloven tilsier denne type tilrettelegging at det skal benyttes reduksjonsfaktor ved beregning av anleggsbidraget. Anleggsbidragsregler for hybride forbindelser vil vurderes nærmere i del 2 av oppdraget.

# 9 Leveringskvalitet

## 9.1 Våre hovedvurderinger

- Dersom det er flere brukere av et nettanlegg til havs, vil det være behov for regulering av leveringskvalitet. Der det er få brukere kan bilaterale avtaler om spenningskvalitet, leveringspålitelighet og varsling ved planlagte utkoblinger og utfall m.m. være mer egnet enn generelle krav.
- Leveringskvalitet mot tredjeparter, særlig de med andre behov enn netteier, må sikres gjennom krav og regelverk, og/eller gjennom private avtaler.

## 9.2 Bakgrunn for regulering av leveringskvalitet på land

Leveringskvalitet kan i enkle termer forstås som en produktstandard for elektrisitet fra kraftsystemet. Leveringskvalitet er definert som et samlebegrep for leveringspålitelighet, spenningskvalitet og ikke-tekniske elementer som kundeservice, informasjon mm. knyttet til leveringspålitelighet og spenningskvalitet.

- *Leveringspålitelighet* beskriver tilgjengeligheten av elektrisitet. I dette ligger kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Det er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen. Avbrudd er karakterisert som en tilstand med uteblitt levering av elektrisk energi, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 % av avtalt spenningsnivå.
- *Spenningskvalitet* beskriver kvaliteten på spenningen iht. til gitte kriterier, og beskriver dermed anvendeligheten av elektrisiteten når det ikke er avbrudd. De fleste elektriske apparater er utviklet for å fungere optimalt ved påtrykk av en perfekt sinusformet kurve med konstant amplitude og konstant frekvens. Ethvert avvik fra dette er en reduksjon i spenningskvaliteten. Krav til spenningskvalitet etter leverings-kvalitetsforskriften er fastsatt med utgangspunkt i europasnormen for spenningskvalitet EN 50160, men er strengere på enkelte parametere.
- *Ikke-tekniske elementer som kundebehandling og informasjon* inkluderer blant annet varsling av planlagte utkoblinger, informasjon om ventet tid for gjenoppretting ved driftsforstyrrelser, gjennomføring av målinger av spenningskvalitet og utredning og utbedring av årsaker til mangelfull spenningskvalitet mv. Leveringskvalitetsforskriften pålegger nettselskap en rekke plikter knyttet til kundebehandling og informasjon. Nettselskap skal blant annet varsle om planlagte utkoblinger og så langt som mulig ha informasjon tilgjengelig om ventet gjeninnkoblingstid ved driftsforstyrrelser. Leveringskvalitetsforskriften fastsetter også krav til nettselskapets saksbehandling ved misnøye med leveringskvalitet fra kundene, blant annet med hensyn til frister for å gi foreløpige vurderinger, gjennomføre målinger og

ev. konkludere med årsak til at grenseverdier ikke overholdes og hvem som er ansvarlig for å gjennomføre utbedringstiltak.

Etter regelverket på land har nettselskap det overordnede ansvaret for at krav til leveringskvalitet overholdes, og har ansvar for å utrede årsak dersom krav ikke overholdes. Dersom nettselskapet gjennom sin utredning kommer til at det er en bruker av nettet som forårsaker brudd på forskriften, kan nettselskapet utpeke denne brukeren som utbedringsansvarlig. Dette kan påklages til RME for avgjørelse.

### **9.3 Behov for regulering av leveringskvalitet til havs**

I et nett til havs vil det også kunne være behov for gitte krav til leveringskvalitet. Krav til leveringskvalitet bidrar til forutberegnelighet for brukerne av nettet. Dette gjelder eksempelvis med hensyn til hvilke spenningsforstyrrelser elektrisk utstyr som tilknyttes til havs designes for å tåle, behov for egen reserveforsyning i tilfelle utfall av nettanlegg og ansvarsforhold dersom avtalt/regulert kvalitet ikke overholdes. Det vil videre være viktig å sikre at ikke spenningsforstyrrelser til havs forplanter seg til land.

Elektriske apparater som omsettes i det norske markedet, er designet for å fungere innenfor rammene av spenningskvalitet som er fastsatt i leveringskvalitetsforskriften (og dermed også EN 50160). Det er ikke gitt at krav til spenningskvalitet som fremgår av EN 50160 i alle tilfeller er de mest hensiktsmessige for industriapplikasjoner.<sup>43</sup> I et nett med et fåtall profesjonelle brukere vil det kunne være håndterbart og kostnadsbesparende at det avtales en spenningskvalitet som er tilpasset det de aktuelle brukerne av nettet faktisk har behov for.

Ved feil på nettanlegg til havs kan reparasjonstidene være lange. Nettanleggene kan være vanskelig tilgjengelig, det kan være lang leveringstid på utstyr og det kan være ventetid på nødvendige fartøy for å gjennomføre reparasjoner. Viten om ventet omfang av planlagte utkoblinger for vedlikehold og hyppighet av driftsforstyrrelser med tilhørende reparasjonstid vil være viktig å ha informasjon om.

#### **9.3.1 Scenario A**

Her vil netteier være ansvarlig for å overholde krav til spenningskvalitet i tilknytningspunkt på land. Ettersom det ikke er andre brukere av nettanlegg til havs, vil denne være utbedringsansvarlig for ev. brudd på krav til spenningskvalitet i innmatingspunktet som skyldes forhold til havs.

Produsenten vil ha en sterk egeninteresse i å opprettholde overføringskapasiteten for å kunne selge kraften sin. Dette gjelder både ved generelt vedlikehold, planlagte driftsstanser og ved driftsforstyrrelser. Ettersom det ikke er noe uttak tilknyttet

---

<sup>43</sup> Fra Scope til EN 50160: This document specifies the main characteristics of the voltage at a network user's supply terminals in public low voltage, medium, high, and extra-high voltage AC electricity networks under normal operating conditions. This document specifies the limits or values within which the voltage characteristics can be expected to remain at any supply terminal in public European electricity networks, only. Industrial networks are excluded from the scope of EN 50160.

radialen vil det heller ikke kunne bli noe ikke-levert energi på radialen, og dermed ikke behov for noen kompensasjon eller lignende for ikke-levert energi.

### **9.3.2 Scenario B**

Her vil netteier være ansvarlig for å overholde krav til spenningskvalitet i tilknytningspunkt på land. Ettersom det er flere brukere av nettanlegg til havs må det utredes hvem som forårsaker ev. spenningskvalitetsproblemer. Dersom regelverket på land legges til grunn, er netteier ansvarlig for å utrede hvem som er utbedringsansvarlig. Her kan det være nøytralitetsutfordringer mht. til at produsent som eier nett kan gi utbedringsplikt til andre enn seg selv.

Ved flere brukere av nettanlegget vil det ikke alltid være sammenfallende interesser mellom brukere av nett og netteier mht. opprettholdelse av overføringskapasitet. Planlagte utkoblinger/revisjoner vil imidlertid kunne håndteres tilfredsstillende gjennom systemansvarligs revisjonskoordinering, jf. fos § 17. Netteier må koordinere utkoblingen med berørte konsesjonærer, og få den godkjent av systemansvarlig. Ved driftsforstyrrelser/feil har produsent som eier nett egeninteresse i å gjenopprette raskt. Dersom det er forbruk tilknyttet, vil det kunne bli ikke-levert energi ved planlagte driftsstanser og driftsforstyrrelser.

Leveringskvalitet mot tredjeparter, særlig de med andre behov enn netteier, må sikres gjennom krav og regelverk, og/eller gjennom private avtaler.

### **9.3.3 Scenario C**

Her vil netteier være ansvarlig for å overholde krav til spenningskvalitet i tilknytningspunkt på land. Ettersom det er flere brukere av nettanlegg til havs, må det utredes hvem som forårsaker ev. spenningskvalitetsproblemer. Dersom regelverket på land legges til grunn, er netteier ansvarlig for å utrede hvem som er utbedringsansvarlig.

Ved en netteier som er eiermessig skilt fra brukerne av nettet kan det være behov for å gi netteier insentiver til å opprettholde god leveringspålitelighet. For uttakskunder på land håndteres dette gjennom KILE-ordningen. Det gis imidlertid ikke KILE ved feil på nettanlegg som gjør at produsenter ikke kan mate inn kraften sin.

Leveringskvalitet mot tredjeparter, særlig de med andre behov enn netteier, må sikres gjennom krav og regelverk, og/eller gjennom private avtaler

# 10 Forholdet mellom regelverket på land og til havs

## 10.1 Rekkevidden til havenergilova, energiloven og petroleumsloven

Felles for alle tre skisserte scenarioer i rapporten er at aktørene har havenergianlegg utenfor grunnlinjen som er tilknyttet kraftsystemet på land, og dermed påvirker kraftsystemet på land. Vi har undersøkt om de første radielt tilknyttede havvindaktørene kan reguleres av energilovens system alene fordi deres aktivitet påvirker kraftsystemet på land.

Dagens energilovgivning på land har et saklig eller geografisk virkeområde som ikke er helt overlappende med havenergilovas system. Det betyr at ikke alt av det havvindaktørene foretar seg, vil kunne reguleres av energilovens system, selv om deres aktivitet påvirker kraftsystemet på land. Etter vår oppfatning bør store deler av lover og forskrifter som i dag gjelder for kraftproduksjon og -overføring på land gis tilsvarende anvendelse til havs. Dette kan gjøres enten ved å ta dette regelverket inn i havenergilova, eller ved å utvide energilovas virkeområde.

Neste kapittel tar for seg energilovens og havenergilovas saklige virkeområder i forhold til hverandre, før sammenligning av stedlige virkeområdene til energiloven, havenergilova og petroleumslova i kapittel 10.1.2 - 10.1.4.

### 10.1.1 Havenergilova mangler «omsetning, fordeling og bruk av energi til havs» i saklige virkeområde og regler for regulering av nettvirksomhet

Energilovens bestemmelser kommer til anvendelse på «produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi» innenfor grunnlinjen, mens havenergilova kommer til anvendelse på «fornybar produksjon, omforming, overføring av energi til havs» på norsk sjøterritorium utenfor grunnlinjene og på kontinentalsokkelen.

Havenergilova tar dermed sikte på å regulere færre sektorer enn energiloven, siden verken omsetning, fordeling eller bruk av energi til havs er uttrykkelig nevnt i havenergilovens saklige virkeområde.

I den grad det er meningen at havenergi skal selges på kraftmarkedet, og havvindaktørene skal få markedsadgang via regelverk hjemlet i havenergilova, bør «omsetning» av energi vurderes inntatt i havenl. § 1-2 første ledd. Hvis havenergilova skal hjemle regulering av forbruksenheter til havs, bør det også vurderes å ta inn «forbruk av energi» i havenergilovas virkeområde på samme måte som det er gjort for uttakskunder på land.

Selv om overføring av energi til havs er omfattet av havenergilovas saklige virkeområde, kan det at fordeling (dvs. distribusjon) ikke er tatt med være tegn på at lovgiver ikke har ment å regulere alle typer av nettvirksomhet til havs. Dersom det

derimot er meningen at nettregulering til havs skal reguleres via forskrifter forankret i havenergiloven, er det etter vårt syn mest hensiktsmessig å uttrykkelig gi havenergiloven anvendelse på «fordeling» av energi.

Verken havenergilova eller havenergiforskriften har i dag bestemmelser om selve nettreguleringen. Dersom havenergilova skal hjemle regelverk for dette, må det inntas bestemmelser om forhold som tredjepartsadgang, inntektsregulering, tariffing, leveringskvalitet og måling og avregning til havs i selve havenergiloven.

#### **10.1.2 Energiloven gjelder anlegg innenfor grunnlinjen i Norge**

Kraftsystemet på land og ut til grunnlinjen reguleres av energiloven. Dette utledes av enl. § 1-2 annet ledd som bestemmer at energiloven ikke gjelder på norsk sjøterritorium, det vil si i havområdet fra grunnlinjen og 12 nautiske mil utover. Energiloven gjelder heller ikke på kontinentalsokkelen, det ville i så fall vært nevnt uttrykkelig. Energiloven kommer følgelig til anvendelse på produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi på land og i det indre farvann – innenfor grunnlinjen i Norge.

Energiloven § 1-1 tredje ledd gir adgang til å begrense anvendelse av enkelte bestemmelser i loven for forhold omfattet av havenergilova. Bestemmelsen må ses på bakgrunn av muligheten til å utvide det geografiske virkeområdet til havenergilova, jf havenl. § 1-2 syvende ledd. Energiloven gir imidlertid ikke adgang til å utvide anvendelsesområdet, utover at Kongen kan bestemme at deler av loven skal gjøres gjeldende for Svalbard, jf § 1-1 sjettede ledd. Skulle det oppstå behov for å utvide energilovens anvendelsesområde til havområder utenfor grunnlinjen må dette gjøres gjennom en lovendring.

#### **10.1.3 Havenergilova gjelder anlegg 12 nautiske mil utenfor grunnlinjene og på kontinentalsokkelen**

Fornybar energi som produseres utenfor grunnlinjen forutsettes regulert av havenergilovas system. Havenergilova gjelder på norsk sjøterritorium utenfor grunnlinjen<sup>44</sup> og på kontinentalsokkelen, jf havenl. § 1-2 annet ledd. Norsk sjøterritorium strekker seg 12 nautiske mil i bredden, regnet ut fra grunnlinjen.<sup>45</sup>

Grunnlinjen går som et skille mellom hvilke anlegg som behandles etter henholdsvis energiloven og havenergilova. Disse to lovene skal ikke ha overlappende stedlig virkeområde.

Kongen kan begrense bruken av hele eller deler av havenergilova for forhold omfattet

---

<sup>44</sup> Havenergilovas geografiske virkeområde sammenfaller delvis med EØS-avtalens geografiske virkeområde. Både havenergilova og EØS-avtalen får anvendelse på hele sjøterritoriet, dvs inntil 12 nautiske mil utenfor grunnlinjen, se EØS-avtalens art. 126 og Meld. St. 5 (2012–2013) "EØS-avtalen og Norges øvrige avtaler med EU" på s. 41.

<sup>45</sup> Jf. Territorialfarvannsloven § 2 første ledd: "Sjøterritoriet omfatter havområdet fra grunnlinjene ut til 12 nautiske mil fra disse. Sjøterritoriets yttergrense er en linje trukket slik at hvert punkt på linjen ligger i en avstand av 12 nautiske mil (22 224 meter) fra nærmeste punkt på grunnlinjen. Sjøterritoriets grense mot annen stat følger av gjeldende overenskomster med staten"

av annen lov, jf havenl. § 1-2 sjette ledd. Forarbeidene til havenergilova nevner spesifikt at dette kan gjelde energianlegg som inngår i petroleumsvirksomheten.<sup>46</sup>

I tillegg kan Kongen utvide virkeområdet for enkelte bestemmelser i havenergilova til indre farvann, jf havenl. § 1-2 syvende ledd.<sup>47</sup> Indre farvann er havområder mellom landterritoriet og grunnlinjen.

Departementet kan følgelig beslutte at reguleringen av en produksjonsradial som strekker seg gjennom sjøterritoriet til fastlandet, skal skje delvis etter havenergilova, og ikke etter energiloven, jf. formuleringen «for enkelte føresegner». Uten en slik særskilt beslutning vil en produksjonsradial som er utløst av havvindprosjekter, men som befinner seg innenfor grunnlinjen reguleres etter energiloven. Havenl. § 1-2 fjerde ledd åpner også for at Kongen kan vedta at bestemmelser i havenergiloven skal få anvendelse i økonomisk sone.

#### 10.1.4 **Petroleumsloven gjelder på kontinentalsokkelen**

Virkeområdet til petroleumsloven er angitt i petrl. § 1-4 første ledd første punktum om at loven kommer til anvendelse på «petroleumsvirksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforekomster» underlagt norsk jurisdiksjon, dvs som primært sett befinner seg på norsk kontinentalsokkel. Dersom et vindkraftverk til havs blir etablert som et ledd i petroleumsvirksomheten, for eksempel der vindkraftverket betjener forsyning til petroleumsanlegget til havs, vil det kunne utløse et krav om en særskilt tillatelse til vindkraftverket fra departementet etter petrl. § 4-2.

Petrl. § 1-4 sjette ledd åpner for at Kongen i tvilstilfeller kan avgjøre at innretning eller en virksomhet skal være omfattet av petroleumsloven. Tilsvarende åpner havenergilova § 1-2 sjette ledd for at Kongen kan avgrense bruken av hele eller deler av havenergilova når det gjelder innretninger, formål, eller virksomheter til havs som også omfattes av annen lovgivning, se nærmere om dette i avsnitt 10.1.3 over.

## 10.2 **Hvordan få til like reguleringer til havs og på land**

Som nevnt over i kapittel 10.1.1, finnes det ikke bestemmelser i havenergiloven i dag som regulerer nettvirksomhet. I den grad regulering av nettvirksomhet til havs er ment å være omfattet, må tilsvarende regler for nettreguleringen som i dag gjelder på land inntas i havenergilova og underliggende forskrifter. Samtidig, er det viktig at kraftsystemet på land og til havs sammenkobles på en smidig måte, uten at det oppstår problemer med rettstomhet, diskrepans eller usikkerhet om hvilke regler som gjelder. Den mest konsise reguleringen for nettvirksomhetene til havs vil etter vår mening kunne oppnås ved å la disse havvindaktørene styres av samme regelsett som deres motstykker på land, der dette anses som rasjonelt.

---

<sup>46</sup> Ot.prp.nr 107 (2008-2009) s. 62 og 79

<sup>47</sup> Denne adgangen til å utvide virkeområdet ble benyttet i havenergilovforskrifta (havforskr.) § 1 annet ledd, som bestemmer at havenergilova § 2-2 om åpning av areal samt kapittel 5-6 og 9-10 gjelder for havområder innenfor grunnlinjene.

En måte å gjøre det på kan være å utvide den geografiske område til energiloven. Det kan for eksempel inntas en særskilt hjemmel i energiloven om at departementet kan bestemme at utvalgte deler av energiloven kan få anvendelse til havs innenfor territorialfarvannet. Fordelene med en slik tilnærming vil være å ha ett integrert energisystem, slik at etablerte regelstrukturer fra land anvendes på nettprosjekter til havs som er tilknyttet og dermed påvirker kraftsystemet på land. I tillegg, dette vil harmonere med i EØS-avtalen art 126 første avsnitt, som avgrenser EØS-avtalens virkeområde mot områder utenfor norsk territorialfarvann.<sup>48</sup>

Alternativt kan hele eller deler av eksisterende regelverk på land repliseres og legges inn under havenergilova. Hvis man velger å ikke utvide energilovas virkeområde, kan man vurdere å la forskriftene som er i dag er hjemlet i energiloven også bli hjemlet i havenergilova i tillegg. På den måten vil forskriftene gitt i medhold av energiloven, hvor energilovens stedlige virkeområde begrenser rekkevidde av forskriftene til innenfor grunnlinjen kunne få anvendelse til havs. Dersom eksisterende forskrift om kraft over landegrensene som gjennomfører energimarkedsrettslige forordninger hjemles i havenergilova, vil disse forordningene kunne utgjøre folkerettslige forpliktelser på hele sjøterritoriet, og internrettslige normer for havvindanlegg som befinner seg enda lenger ut på havet enn sjøterritoriet.

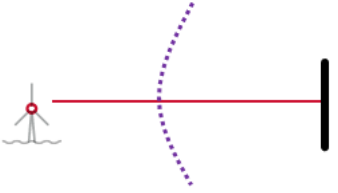
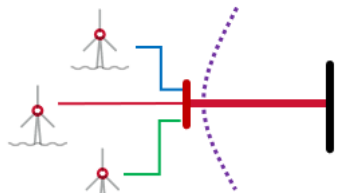
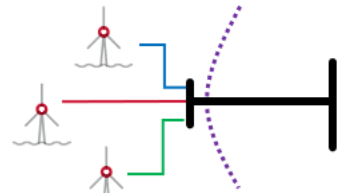

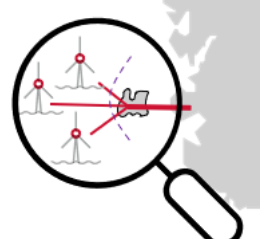
---


<sup>48</sup> Se Meld. St. 5 (2012–2013) "EØS-avtalen og Norges øvrige avtaler med EU" på s. 41



# Vedlegg

Tabell 1: Tabellen viser vår vurdering av hvilke scenarier ulike løsninger ved Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II tilhører.

				
Utsira Nord		SCENARIO A	SCENARIO B	SCENARIO C
	Distribuert løsning	Hver havvindkonesjonær eier, bygger og driver egen ledning til tilknytningspunkt i eksisterende nett på land.		
	Felles løsning med stasjon innenfor energilovens virkeområde	Hver havvindkonesjonær eier, bygger og driver egen ledning til tilknytningspunkt til nytt nettanlegg på land (Utsira eller Karmøy). Nytt nettanlegg kan være klassifisert som transmisjonsnett og eid av Statnett eller kundespesifikt og eid av én eller flere av		

		produsentene.		
<b>Utsira Nord</b>		<b>SCENARIO A</b>	<b>SCENARIO B</b>	<b>SCENARIO C</b>
	Felles løsning med stasjon utenfor energilovens virkeområde (flytende eller subsea)		Hver havvindaktør eier, bygger og driver egen ledning til tilknytningspunkt utenfor energilovens virkeområde. Én eller flere av havvindkonsesjonærene eier, bygger og driver stasjon utenfor grunnlinjen og ledning til eksisterende nett innenfor grunnlinjen.	Hver havvindaktør eier, bygger og driver egen ledning til tilknytningspunkt utenfor energilovens virkeområde. Statnett eier, bygger og driver (eventuelt eier og driver i driftsfasen bare) stasjon utenfor grunnlinjen og ledning til eksisterende nett innenfor grunnlinjen.
<b>Sørlige Nordsjø II</b>		<b>SCENARIO A</b>	<b>SCENARIO B</b>	<b>SCENARIO C</b>
	Radiell tilknytning 320 kV uten tilrettelegging (én bruker)	Havvindkonsesjonæren eier, bygger og driver egen radial uten mulighet for tilknytning av inntil et fåtall tredjeparter på AC-siden.		
	Radiell tilknytning 320 kV tilrettelagt for uttak AC	Havvindkonsesjonæren eier, bygger og driver egen radial med mulighet for tilknytning av inntil et fåtall tredjeparter på AC-siden.	Havvindkonsesjonæren eier, bygger og driver radial med inntil et fåtall tredjeparter tilknyttet på AC-siden.	Statnett enten eier, bygger og driver radial med flere enn et fåtall brukere tilknyttet AC-siden fra starten av, eller eier og driver i driftsfasen bare
	Radiell tilknytning 525 kV tilrettelagt for videre sammenkobling			Statnett enten eier, bygger og driver radial tilrettelagt for utvidelser på AC og DC-siden fra begynnelsen, eller eier og driver i driftsfasen bare.





NVE

Reguleringsmyndigheten  
for energi – RME

## Reguleringsmyndigheten for energi

---

MIDDELTHUNS GATE 29  
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN  
0301 OSLO  
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

[www.reguleringsmyndigheten.no](http://www.reguleringsmyndigheten.no)