



Virkninger på kraftsystemet av ulike nettløsninger for utbygging av havvind i fase 2 på Sørlige Nordsjø II

Statnett – 2. desember 2022

Statnett

Forord

Denne rapporten er et svar på oppdrag fra OED og NVE til Statnett om å utrede virkningene på kraftsystemet av ulike nettløsninger til havs relatert til fase 2 av havvindutbyggingen på Sørilige Nordsjø II.

Olje- og energidepartementet (OED) har avklart at første fase (1,5 GW) av havvinden på Sørilige Nordsjø II skal føres til land via en radial mot Norge, og det er annonsert at dette havvindfeltet skal lyses ut i Q1 2023.

Havområdet på Sørilige Nordsjø II er imidlertid åpnet for totalt 3 GW havvind gjennom en [kongelig resolusjon 12.juni 2020](#). For å kunne ta stilling til hvordan andre fase (også på 1,5 GW) av Sørilige Nordsjø II kan kobles til nettet har regjeringen bedt [NVE om å utrede virkningene som ulike nettløsninger til havs vil ha på det norske kraftsystemet](#). OED har forutsatt at utredningen utføres gjennom et samarbeid mellom NVE og Statnett.

Videre har [NVE bedt Statnett om et bidrag](#) til å svare ut oppdraget fra OED.

Rapporten er laget av Idar Gimmestad, Susanne Gulbrandsen, Anders Kringstad, Katrine Hildre Storaker, Idun Vetvik, Bente Haaland og Amund Ljønes, med bidrag fra flere.



Håkon Borgen
Konserndirektør, Utvikling Hav
2. desember 2022



Gunnar Løvås
Konserndirektør, Kraftsystem og Marked
2. desember 2022



Sammendrag

Denne rapporten er et svar på OED og NVEs spørsmål om å vurdere virkningene på kraftsystemet av en utbygging av fase 2 på Sørlige Nordsjø II.

Regjeringen har lagt opp til en stegvis utvikling av havvind, gjennom tildeling av arealer i perioden fram mot 2040. I tillegg er det konkrete planer for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner. Statnett mener det er naturlig å se utbyggingen av infrastruktur i sammenheng, både for behovene til lands og til havs, og på tvers av stegene i havvindutviklingen. Dette inkluderer hvilke virkninger ulike nettløsninger til havs vil ha på kraftsystemet på land.

Samlet sett er ambisjonene for NSEC-landene⁽¹⁾ i Nordsjøen utbygging av 260 GW havvind innen 2050. I tillegg har UK ambisjon om 100 GW havvind til samme tid. Vi forventer at denne havvinden vil bli knyttet til land både via radialer nærmere land og via ulike former for maskede havnett som kan kobles sammen i flere havvindparker, offshore forbruk eller flere forbindelser mot land.

Hvilke nettløsninger som bør velges for fase 2 av Sørlige Nordsjø II er både avhengig av virkningene de gir på kraftsystemet på land, men også hva som er en rasjonell utvikling av havvind i Norge på tvers av flere steg og sektorer.

Oppsummering av de viktigste punktene:

- Havvind fra Sørlige Nordsjø II – fra og med fase 2 – bør tilknyttes et framtidig havnett i Nordsjøen. Dette gir tilknytning til en lavere kostnad for Norge, både på grunn av muligheten til å bygge større, mer kostnadseffektive enheter og siden deler av kostnadene kan forventes å deles med andre land.
 - Norge har også gode forutsetninger for å bygge ut kystnær havvind med radiell innmating mot områder med stort kraftforbruk
- Konklusjonene fra Statnetts Fagrapport fra mars 2022 om havvind står seg – hybrid utveksling gir bedre ressursutnyttelse og samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling
- Både Sørlandet- og Østlandet (Grenland) er reelle alternativ for tilknytning av havvind fra Sørlige Nordsjø II i fase 2
- Havvind og annen uregulerbar kraftproduksjon i Norden gir flere utfordringer for systemdriften og forsyningsikkerheten:
 - Behovet for ulike typer reserver øker
 - Automatisering av systemdriften er svært viktig for å integrere havvind i det nordiske systemet
 - Tilknytning av havvind gir mer energi til Norge, men forbedrer i mindre grad effektbalansen i kalde og vindstille perioder
 - Det er liten forskjell for forsyningsikkerheten i Norge om havvinden tilknyttes med radialer eller mot et havnett

(1) North Sea Energy Cooperation (NSEC) består av Belgia, Danmark, Frankrike, Tyskland, Irland, Luxemburg, Nederland og Norge



Oppdraget fra OED og NVE

OED har bedt om bidrag for å vurdere hvilke nettløsninger som bør benyttes for å bygge ut fase 2 på Sørliche Nordsjø II

Det finnes ulike nettløsninger for å tilknytte vindkraft til havs til forbrukere. Olje- og Energidepartementet (OED) har i brev 9. februar 2022 bedt NVE om å gjennomføre en analyse som vurderer virkningen på det norske kraftsystemet av ulike nettløsninger for vindkraft til havs, med utgangspunkt i det åpne området Sørliche Nordsjø II. NVE har senere fått utsatt frist, og de planlegger nå for å levere en ferdig rapport i medio februar 2023.

I oppdraget har OED bedt NVE om å vurdere flere konkrete nettløsninger til havs, inkludert varianter av radialer og hybride tilknytningsløsninger. OED har forutsatt at utredningen utføres gjennom et samarbeid mellom NVE og Statnett.

Analysene skal se på virkningene ulike nettløsninger gir på kraftsystemet over levetiden til prosjektene frem mot 2050, og vise virkninger for ulike værår. Analysene skal vurdere virkningen på kraftpriser, kraftflyten på mellomlandsforbindelser, flaskehalsinntekter, fordelingsvirkninger, virkningen på forsyningssikkerhet, virkninger på systemdriften og behovet for nettforsterkninger i Norge.

Statnett har allerede utredet virkningene på kraftsystemet i en fagrapport fra mars i år I [Statnetts fagrapport om havvind i Sørliche Nordsjø II fra mars 2022](#), belyser Statnett vurderinger av en stor del av spørsmålene som OED har stilt. Konklusjonene i fagrapporten er basert på en grundig kraftmarkedsanalyse av Norden og Nord-Europa med flere scenarioer for utviklingen frem mot 2050. Rapporten viser bl.a. prisvirkninger, kraftflyten, samfunnsøkonomi, lønnsomhetsvurderinger av havvind og vurdering av tekniske løsninger.

NVE har bedt Statnett om å svare ut deler av oppdraget

Den 19.april 2022 ga [NVE Statnett en bestilling](#) om å svare ut konkrete deler av oppdraget fra OED. Bestillingen fra NVE er delt i 3 deler:

- 1) Svare på hvordan utbygging av fase 2 i Sørliche Nordsjø II påvirker [systemdriften](#), [forsyningssikkerheten](#) og [behovet for nettforsterkninger på land](#)
- 2) Vurdere mulige [tekniske nettkonsept](#) til havs med tilhørende kostnader
- 3) Gi innspill til NVE om utarbeidelsen av forutsetninger for analysearbeidet gjennom arbeidsmøter

I denne rapporten svarer Statnett på konkrete spørsmål

I denne rapporten repeterer vi hovedkonklusjoner fra Fagrapporten og svarer på de konkrete spørsmålene NVE har stilt. I tillegg beskriver vi i innledningen en relevant bakgrunn til spørsmålet om hvordan Sørliche Nordsjø II bør bygges ut. Her trekker vi frem viktigheten av å se utbyggingen av infrastrukturen til havs i sammenheng, både for behovene til lands og til havs, og på tvers av stegene i havvindutviklingen.

Rapporten bør leses i sammenheng med vår leveranse til OED (punkt 2 under) som beskriver aktuelle nettløsninger for utbyggingen av fase 1 på Sørliche Nordsjø II.

Flere parallelle leveranser om havvindutviklingen må sees i sammenheng

Denne rapporten bør også sees i sammenheng med andre leveranser fra Statnett:

- 1) Statnetts har 12.okt [sendt inn til RME våre vurderinger knyttet til regulering av nett til havs](#).
- 2) Statnett har 24.nov levert et [kunnskapsgrunnlag til OED om teknisk tilretteleggelse for fleksible nettløsninger på SNII fase 1 og Utsira Nord](#)
- 3) Områdestudien "Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet", hvor Statnett har analysert behovet for nettoutvikling i den sørlige delen av Sør-Norge
- 4) Før første utlysningen av havvind på Utsira Nord og Sørliche Nordsjø II i Q1-2023 vil Statnett anwise tilknytningspunkt og gi våre anbefalinger om tilknytningsløsninger
- 5) Statnett vil innen Q1-2023 gi innspill til NVE om hvor det er gunstig med tilknytning av nye områder for havvind

Leveransene blir fortløpende publisert på [Statnetts nettsider for havvind](#).



Innhold

Forord

Sammendrag

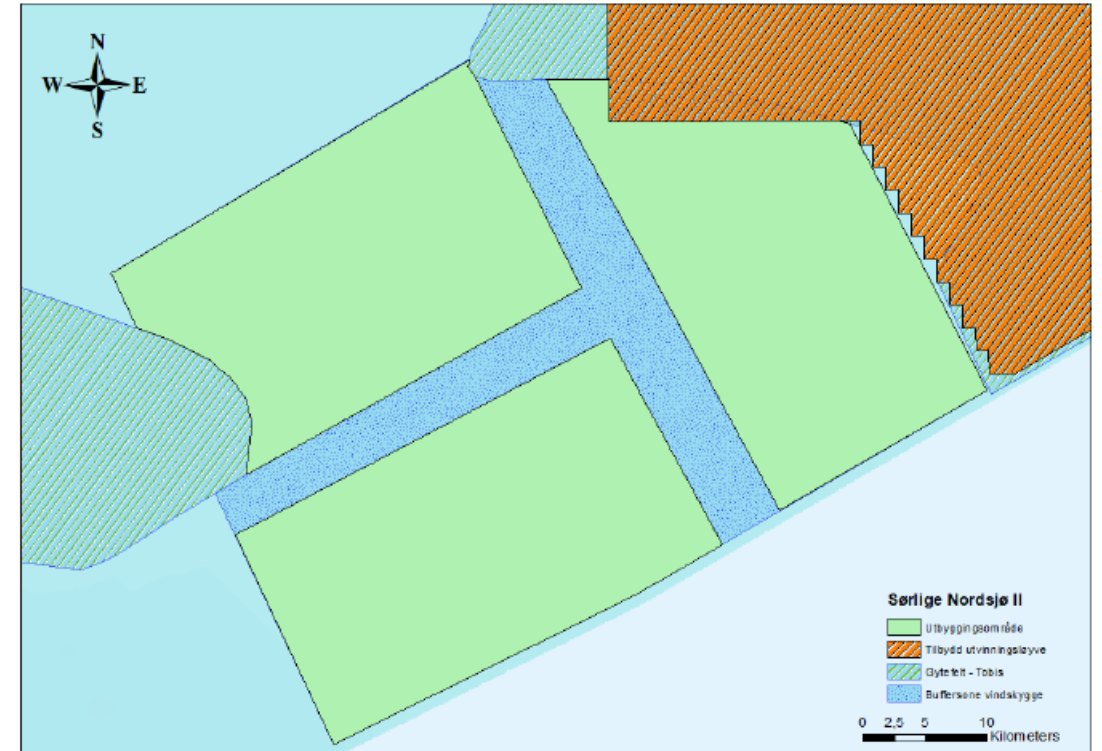
Oppdraget fra OED og NVE

Innhold

Innledning

- 1) Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold
- 2) Virkninger på systemdriften i NO2 og omkringliggende områder
- 3) Virkninger på forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet
- 4) Behovet for interne nettforsterkninger i Norge
- 5) Mulige tekniske nettkonsept for fase 2

Vedlegg



Figur: Kart over Sørlege Nordsjø II (Kilde: OED) der det er foreslått 3 utlysningsområder på inntil 1,5 GW, hvorav det første utlyses i Q1/2023. Denne rapporten omhandler nettløsninger for fase 2. Totalt er havområdet åpnet for 3 GW, men potensialet på det 2691 km² store området er opp mot 9 GW med en effekttetthet på 3,6 MW/km².



Havvind fra Sørlige Nordsjø II i fase 2 og utover bør bygges mot Europa

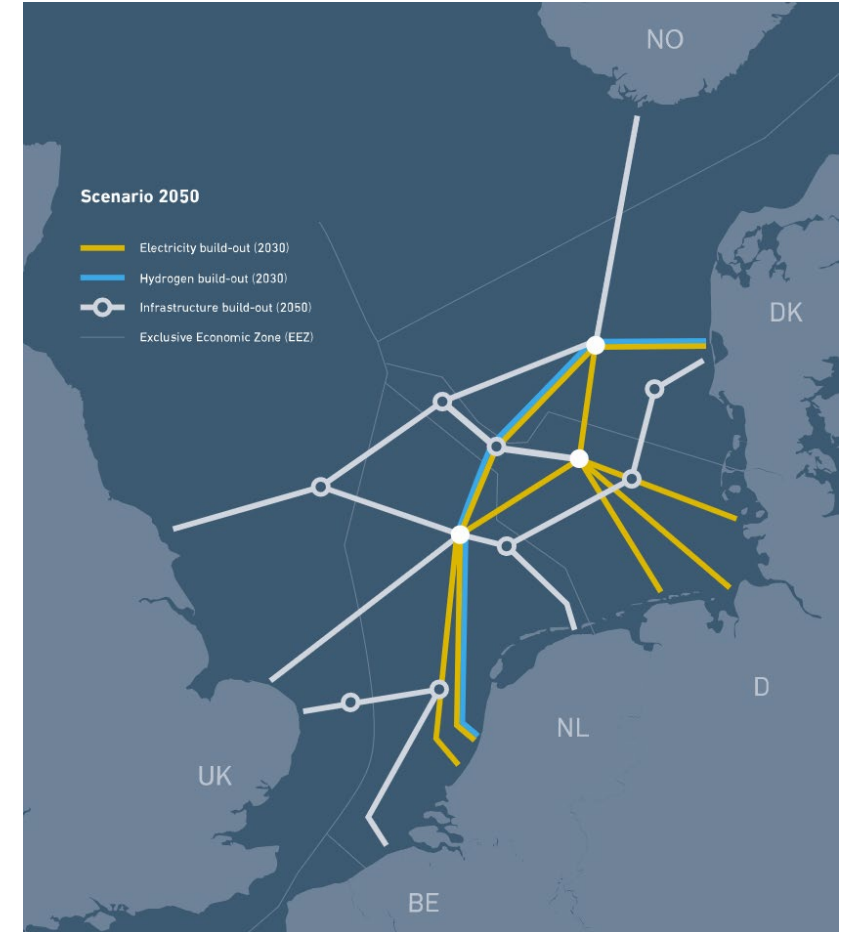
TSOer og myndigheter planlegger for et havnett i Nordsjøen på 525 kV

For å tilknytte store mengder havvind langt fra kysten og samtidig sørge for nødvendig utveksling mellom landene, er TSOer og myndigheter rundt Nordsjøen i gang med å etablere et eller flere maskede havnett. Dette vil gjøres med likestrøm (HVDC). Ved å koble sammen ulike havvindparker med hverandre og mot flere ulike land vil det gi mulighet for handel når det ikke blåser og i tillegg gi redundans (N-1) for havvindproduksjonen. Dette innebærer at kraften vil transporteres der den trengs mest og samtidig gi mulighet for handel når det ikke blåser.

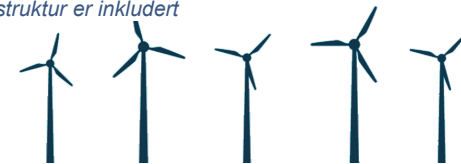
Landene rundt Nordsjøen (med Tyskland, Nederland, Danmark og Belgia i spissen) jobber nå for å standardisere spenningsnivået for ny havvindutbyggingen på 525 kV. Norge har vært med å legge til rette for denne standarden ved å bruke dette spenningsnivået på flere av våre mellomlandsforbindelser (Skagerrak 4, NordLink og NSL). Lik spenning er en forutsetning for å koble sammen havvind i et sammenhengende havnett. Videre jobber leverandørindustrien med å utvikle større offshore konverterstasjoner på 2 GW og oppover. I tillegg samarbeider flere land nå, gjennom forsknings- og utviklingsprogrammer, om å utvikle interoperabilitet for HVDC-systemer, slik at det er mulig å knytte sammen HVDC-nett med konvertere fra ulike leverandører. De første installasjonene som bygges for å knytte sammen flere land og havvindparker i Nordsjøen planlegges idriftsatt av TenneT og Energinet rundt år 2030.

For norsk havvind som er tiltenkt å knyttes opp mot Europa, bør disse bygges ut med tilkobling mot andre land eller mot et havnett med en gang. Dette inkluderer utbyggingene på Sørlige Nordsjø I og II (fase 2). Ved tilkobling til et havnett vil ikke hver enkelt produksjonsfasilitet trenge en dedikert ilandføringsløsning hver for seg, men nettet vil designes for å kunne føre kraften dit den til enhver tid trengs mest. Det er også forventet at det vil kunne installeres en viss overkapasitet med havvind.

Når havvinden transporteres mot flere land, gir det muligheter for å dele utbyggingskostnaden for nettet til havs mellom flere aktører. Et slikt havnett vil også generere handelsinntekter mellom prisområder som vil kunne bidra til å dekke deler av finansieringsbehovet. Dette gjør at vi forventer at tilknytningskostnadene for havvindaktørene blir lavere ved å koble seg til et havnett enn ved å bygge HVDC-radialer til Sørlige Nordsjø II.



Figur: Eksempel fra North Sea Wind Power Hub (2022) for hvordan et nordsjønett kan utvikles til 2030 og 2050, hvor også hydrogen-infrastruktur er inkludert



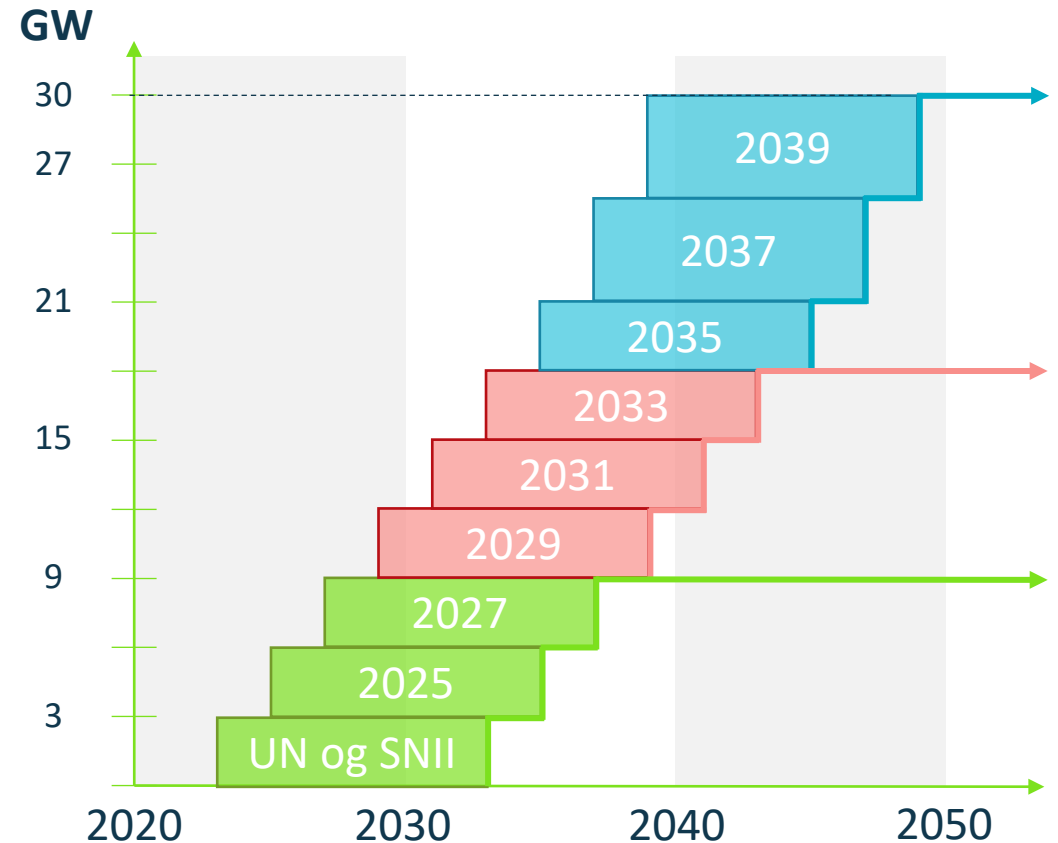
Tildeling opp mot 30 GW havvind vil skje i flere steg

Potensialet i havindområdene må sees i sammenheng på tvers av stegene

Regjeringens ambisjon om tildeling av arealer for 30 GW havvind innen 2040 tilsvarer i snitt over 3 GW havvind utlyst annen hvert år fremover. Mens tildeling av første fase på Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II vil være i 2023, har regjeringen ambisjon om en ny tildeling av havvind allerede i 2025, og deretter flere tildelinger i årene fremover. Dette gir behov for å se utbyggingen i sammenheng på tvers av stegene. Beslutninger som skal tas på kort sikt må sees i lys av en langsiktig etablering av et mulig nytt energisystem til havs på størrelse med det vi i dag har på land. Å se utbyggingen i sammenheng på denne måten, legger til rette for en mest mulig samfunnsmessig rasjonell utvikling av nett til havs.

Sørlige Nordsjø II har trolig et potensial for minst 6-9 GW havvind

Både for Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II er potensialet for havvindproduksjon større enn den kapasiteten som regjeringen hittil har åpnet områdene for. Tilgjengelig areal på Sørlige Nordsjø II er på ca 2500 km², noe som gir et potensial for over 12,5 GW havvindproduksjon, om vi legger til grunn en arealeffektivitet på 5 MW/km²²). Imidlertid må det tilrettelegges for buffersoner og påregnes at deler av området ikke kan utnyttes til havvind. Hvis vi antar at reelt potensial på SNII er på minst 6-9 GW, er det naturlig å planlegge for en mest mulig rasjonell utvikling av området over tid – og at fasene sees i sammenheng.



Figur: En mulig jevn vei mot utlysning av arealer for 30 GW havvind i Norge før 2040, basert på Capgeminis rapport "Creating Offshore Winners". Figuren legger til grunn 10 års utviklingstid fra utlysning til idriftsettelse.

(2) [hoyringsnotat_inndeling-av-dei-opna-omrada-i-mindre-utlysingsomrade.pdf \(regjeringen.no\)](#)



Norge har gode forutsetninger for å bygge ut kystnær havvind med radiell innmating mot områder med stort kraftforbruk

De siste fire årene har ca. 30 GW kraftforbruk bedt om nettkapasitet i Norge og bare i 2022 har vi fått forespørsel om 8 GW. En stor del av forbruket har søkt tilknytning i eksisterende industriområder flere steder langs kysten. Det vil være gunstig å tilknytte havvind fordelt inn mot flere av disse punktene i nettet for å både sikre nok energi til industriforbruket og samtidig minimere behovet for nytt nett på land. Statnetts analyser viser at et ferdig utbygget målnett, som vist i Nettutviklingsplanen 2021, kan håndtere en stor mengde vindkraft hvis produksjon og forbruk lokaliseres gunstig.

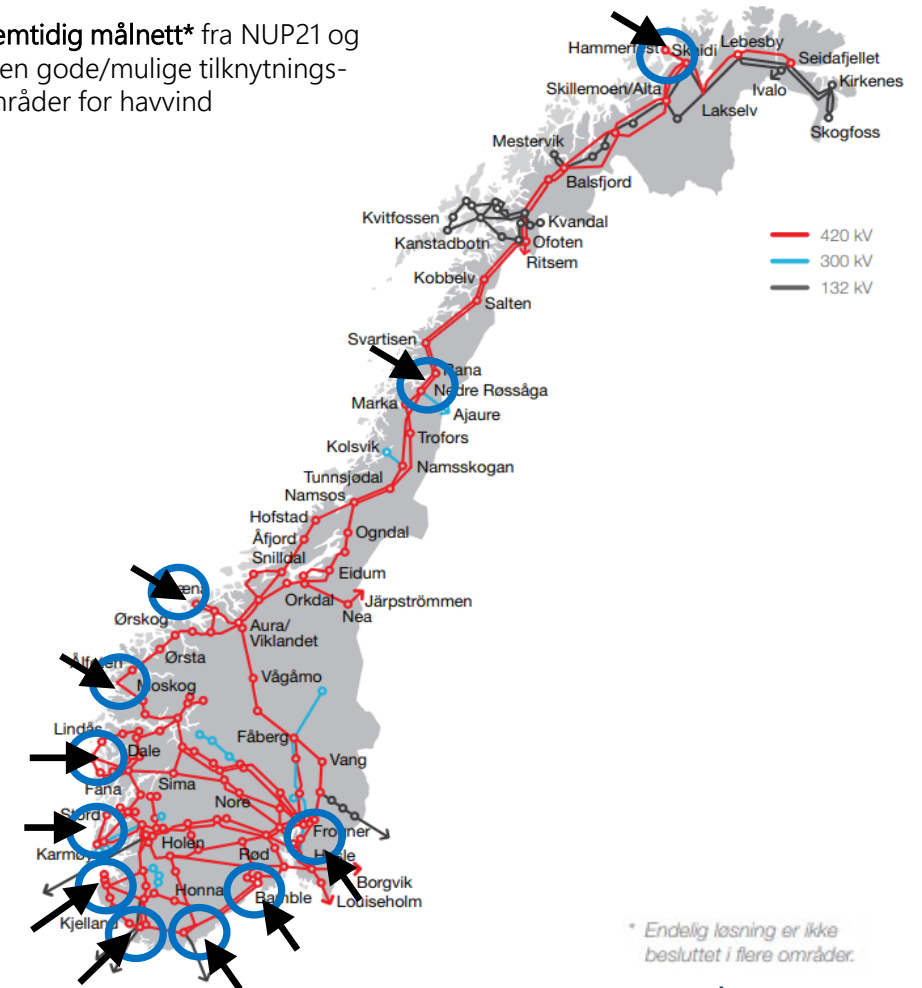
Havvind som bygges nærmere land har også den fordelen at den kan knyttes til med AC-teknologi (vekselstrøm) som kan gi vesentlig rimeligere nettløsninger enn HVDC-systemer (likestrøm) som er nødvendig når havvind bygges lengre fra kysten.

Mange av havområdene nær den norske kysten har dypt vann hvor det er mest aktuelt med utbygging flytende havvind. Pr. i dag har flytende havvind et betydelig høyere kostnadsnivå enn bunnfast havvind, og et storstilt utbygging av flytende havvind i Norge forutsetter at prisnivået for flytende havvind synker.

I tillegg til kystnær havvind som ligger strategisk plassert nær industriforbruk på land, har Norge attraktive havvindressurser som er lokalisert nær nabolandene våre rundt Nordsjøen. Mens den offentlige diskusjonen i Norge tidligere har fokusert mest på *radialer* (havvind som kun er knyttet opp mot ett land) versus *hybrider* (havvind som er knyttet opp mot to eller flere land), er det mer relevant å hensynta hva som er anleggenes funksjon. I Statnetts innspill til RME 12.oktober i år, tok Statnett til orde for å tidlig identifisere om havvindområdene har potensial til å bli utvidet mot offshore forbruk, andre havvindparker eller nye forbindelser til land.

Sørlige Nordsjø ligger langt fra land, og relativt nærme andre land. Områder med en slik plassering er mer aktuelt for utbygging av havvind som knyttes opp mot Europa enn områder lenger nord. I tillegg til å ligge lengst sør i Norges havområder, skiller dette området seg også ut ved at det er store arealer med havdybder under 70 m, slik at det er mulig å bygge ut bunnfast havvind.

Fremtidig målnett* fra NUP21 og noen gode/mulige tilknytningsområder for havvind





Statnett

Fagrappport om havvind i Sørilige Nordsjø II
Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold

1) Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold

OED spør om:

"Analysen skal se på virkninger på kraftsystemet over levetiden til prosjektene, og frem mot 2050. Virkninger skal vises for årene 2030, 2040 og 2050 og vurderes for ulike værår, både når det gjelder hydrologi og vind. Analysen skal vurdere hvordan ulike typer nettløsninger påvirker: virkningen på norske kraftpriser [...] kraftflyten over mellomlandsforbindelsene [...] flaskehalsinntekter innenlands og mot utlandet [...] fordelingsvirkninger"

Allerede før OED ba om bistand for å utrede virkninger på kraftsystemet av ulike nettløsninger til havs hadde Statnett startet arbeidet med å lage et kunnskapsgrunnlag. Fagrapporten om havvind fra Sørilige Nordsjø II ble lansert i mars 2022. Her la vi til grunn regjeringens vedtak om å bygge ut første trinn som en radial til Norge, og vi så på ulike økonomiske og markedsmessige forhold ved en videre utvikling utover dette. Fagrapporten svarer på mange av spørsmålene som OED har stilt.

I denne seksjonen repeterer vi noen av hovedkonklusjonene som vi presenterte i mars, og som vi mener er relevant for å vurdere hvilke nettløsninger som bør benyttes i Sørilige Nordsjø II.

Statnett gav ut [Fagrappport om havvind](#) 17.mars 2022

Hovedkonklusjonene fra Fagrapporten står seg, men utviklingen mot et masket Nordsjønett går raskere enn forventet

Statnetts fagrapport om havvind gir viktige konklusjoner for hvordan havvind bør bygges ut i Sørlege Nordsjø II

I [Fagrapporten om havvind](#) kapittel 4 har vi beskrevet ulike tekniske nettkonsept for tilknytning av havvind fra Sørlege Nordsjø med tilhørende kostnader. Rapporten beskriver også hvordan de ulike nettkonseptene påvirker kraftflyten, prisvirkninger, lønnsomheten for utbyggerne av havvind og den samfunnsøkonomiske markedsnytteten for Norge. Det ble også analysert en rekke sensitiviteter.

Hovedkonklusjonene i Fagrapporten står seg godt, og denne rapporten inngår som en vesentlig del av Statnetts innspill til OED og NVE om hvordan infrastrukturen bør bygges ut til for Sørlege Nordsjø II.

Hovedkonklusjonene fra fagrapporten:

- Havvind, industriforbruk og nett på land må utvikles helhetlig
- Det meste av havvindproduksjonen på hybrid går til Norge
- Hybrid øker utvekslingen, men ikke nettoeksporten
- Samlet norsk priseffekt av mer havvind og økt forbruk er lav når Norge er i energibalanse
- Norsk havvind kan bli lønnsomt for utbygger basert på kraftsalg. Betaling for nett kan bli avgjørende
- Hybrid gir bedre ressursutnyttelse og samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling
- *Utvikling av et masket nett i Nordsjøen vil kreve teknologiutvikling*

Siden fagrapporten ble skrevet har Statnett fått mer kunnskap om hvilken teknologiutvikling det vil kreve å utvikle et masket likestrømsnett i Nordsjøen, Kunnskapsutviklingen har vi fått både gjennom samarbeid med de andre TSO-ene rundt Nordsjøen og gjennom direkte kontakt med leverandører og utbyggere, bl.a. gjennom Samarbeidsforum for havvind.

Vi ser i dag at flere TSO-er planlegger utbygging av offshore konverterstasjoner på 525 kV og bipolar-teknologi, og at dette ligger an til å bli en nordsjøstandard. En slik utvikling vil bety at alle installasjoner som skal koble seg opp mot et likestrøms nordsjønett må bygges etter en slik standard. Det gjenstår fortsatt å etablere endelige løsninger på interoperabilitet mellom forskjellige leverandører og offshorekonseptene må fortsatt videreutvikles for å redusere kostnader og vekt. Likevel forventer vi at infrastruktur for havvind langt fra land med idriftsettelse rundt 2030 vil bygges med mulighet for kobling til et likestrøms havnett.

Vi har også fått mer kunnskap om hva som skal til for at HVDC-plattformer kan knyttes opp mot offshore forbruk på AC-siden. Dette er mulig uten store tilpasninger og kan gjøre det aktuelt for elektrifisering av nærliggende petroleumproduksjon gjennom tilkobling til havvindparkene og videre til land.

Disse erkjennelsene har gjort at Statnett har tatt til orde ovenfor RME og OED om at nettanlegg til havs som har et potensial for utvidelse bør tilrettelegges for en slik utvidelse før utlysning. På bakgrunn av dette ba OED Statnett om et kunnskapsgrunnlag for å vurdere nettløsning på SNII fase 1. I vårt svar til OED beskriver vi nærmere de tekniske og kostnadmessige konsekvensene av å bygge nettanlegg til havs som kan kobles mot et havnett eller mot andre land.

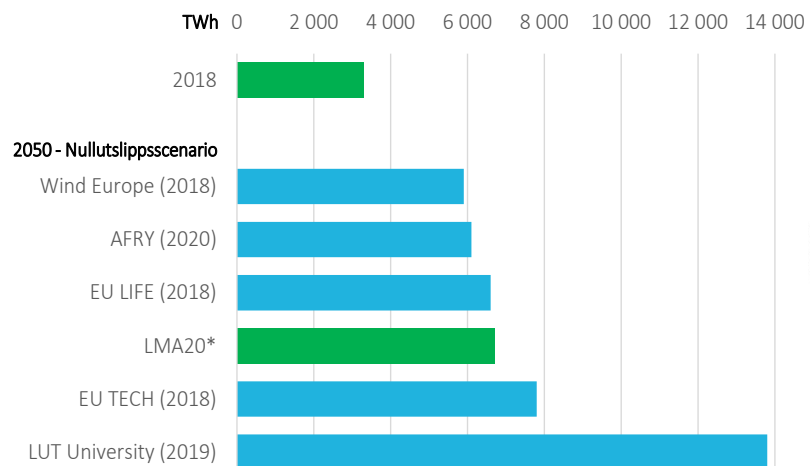


Metodisk tilnærming

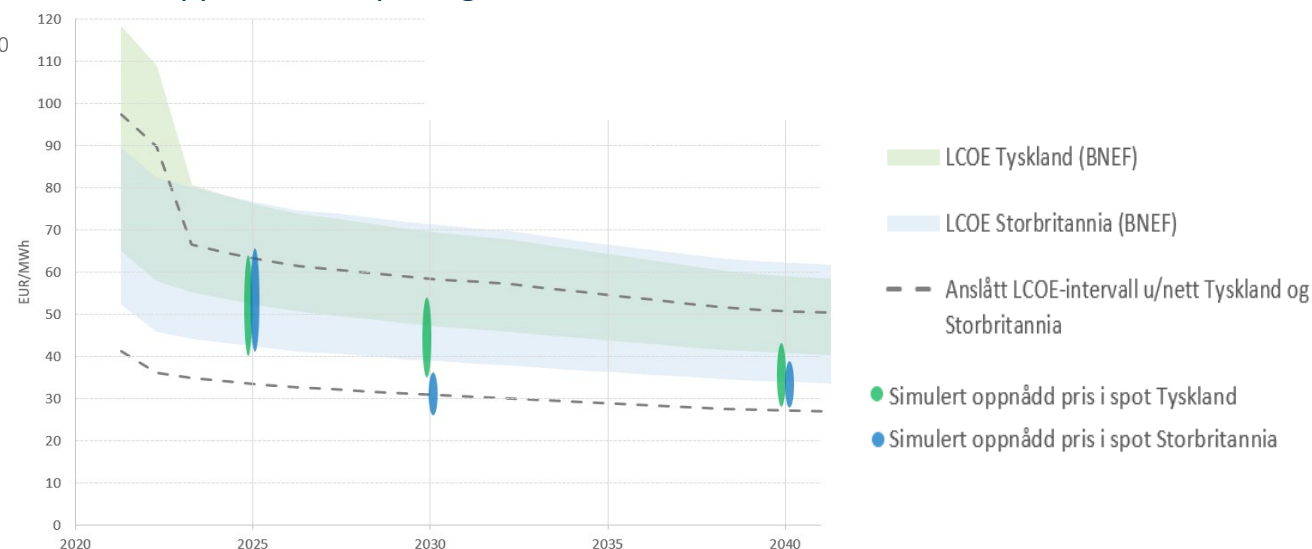
- Modellsimuleringer over 29 værår, med utgangspunkt i våre datasett for 2030 og 2040, fra LMA 2020
- Datasettene er så justert til kraftbalanse
- Ser på virkningen av ulik tilknytning av å legge til samme energimengde produksjon og forbruk i sekvens, på:
 - Kraftflyt
 - Prisivirkning på norsk side
 - Inntekt til havvindutbygger
- Markedsnyttan av hybrid er utfordrende å isolere – vi sammenligner radial med hybrid
 - Isolerer da nytten av kraftutveksling – forbruk og produksjon er holdt konstant
 - Virkningen av mer kraftproduksjon i Norge kommer imidlertid ikke frem – påvirker fordelingsvirkningene

Storstilt utbygging av havvind i Europa påvirker Norge

Kraftforbruk i EU i 2050 i ulike nullutslippsanalyser



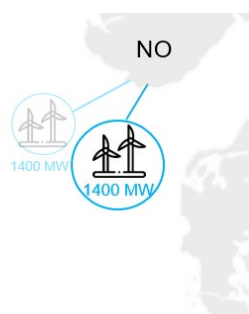
Oppnådd kraftpris og LCOE for bunnfast havvind



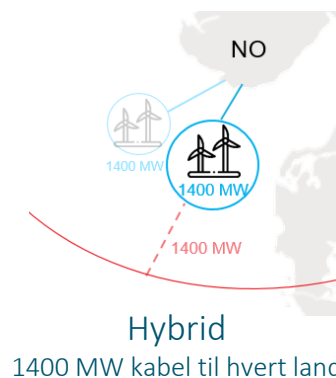
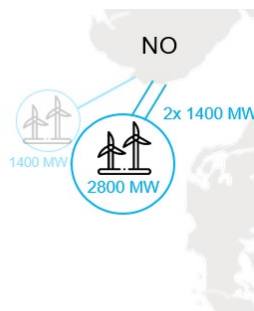
- Energiomstillingen gir et enormt behov for ny kraftproduksjon – havvind blir helt sentralt
- Rammevilkårene for havvind må innrettes slik at havvind blir lønnsomt
- Sannsynlig at det meste av inntekten for havvind i Europa vil komme fra kraftsalg
- Utviklingen mot en markedsbasert utbygging av havvind i Europa reduserer også støttebehovet for havvind i Norge

Ulike alternativer for tilknytning av havvind i Sørøstlige Nordsjø II - etter trinn 1 (radial 1500 MW)

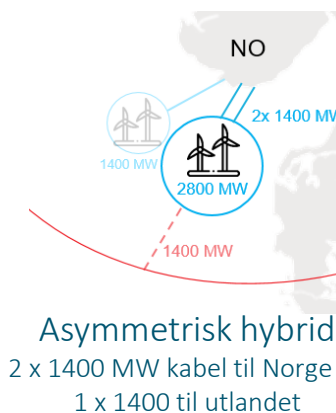
Alternativ A:
1400 MW havvind*



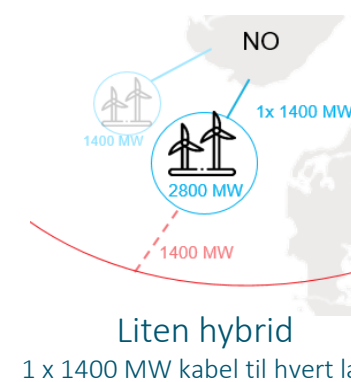
Alternativ B:
2800 MW havvind*



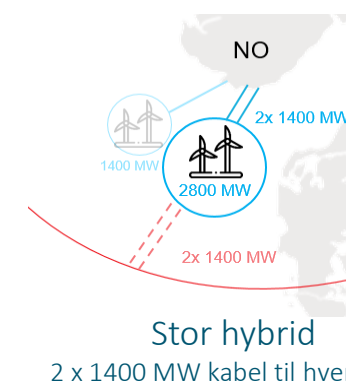
Hybrid
1400 MW kabel til hvert land



Asymmetrisk hybrid
2 x 1400 MW kabel til Norge og
1 x 1400 til utlandet



Liten hybrid
1 x 1400 MW kabel til hvert land



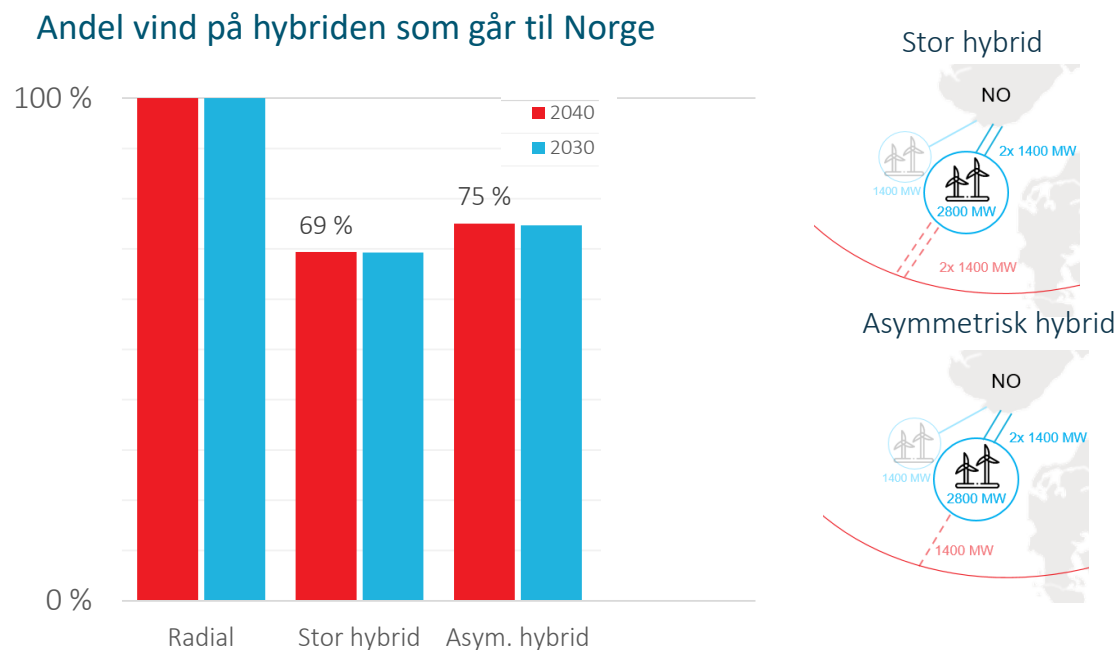
Stor hybrid
2 x 1400 MW kabel til hvert land

Radial – havvind bare til Norge

Hybrid - havvind i Norge sammen med annet land

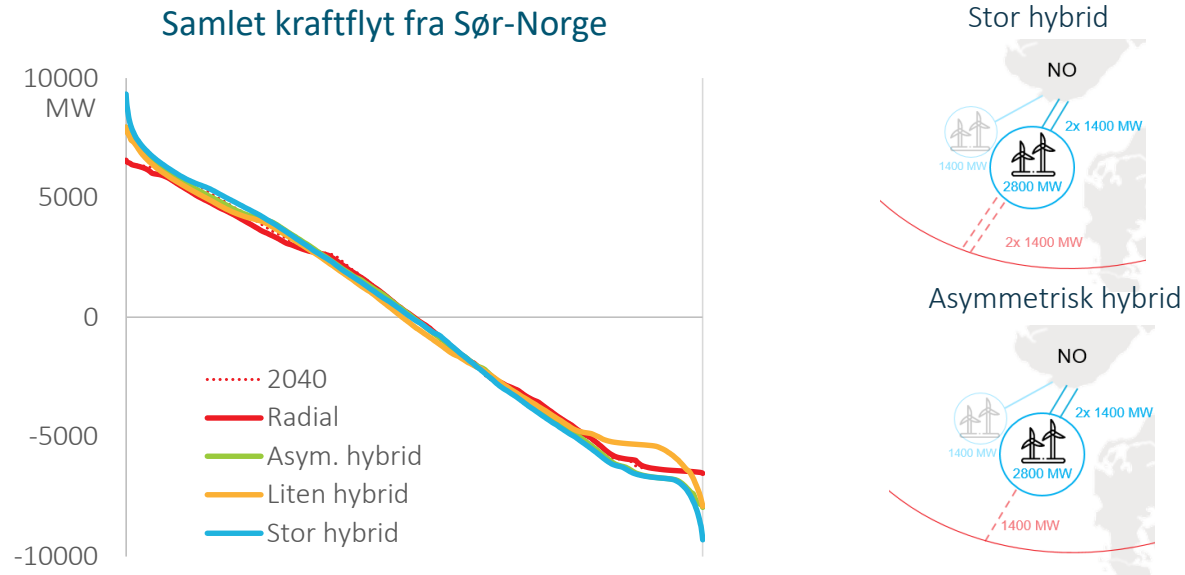
* Enheter på 1400 MW, pga. dimensjonerende feil i Norden

Det meste av vindkraften på en hybrid går til Norge



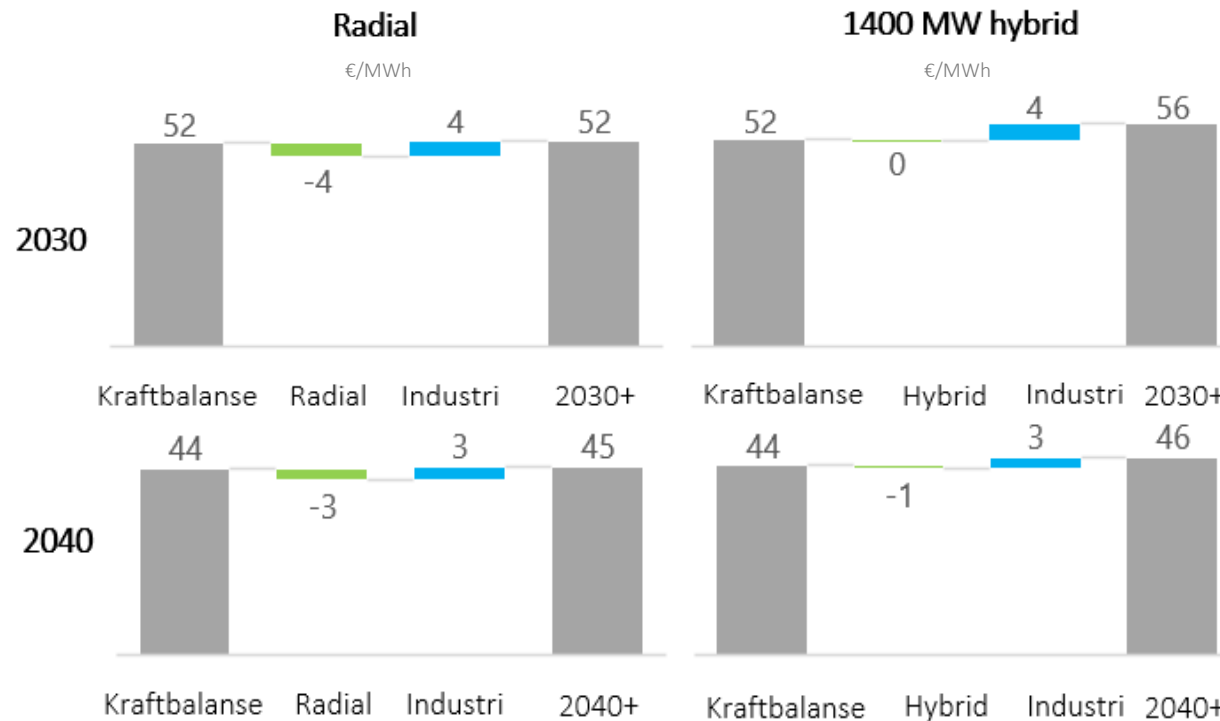
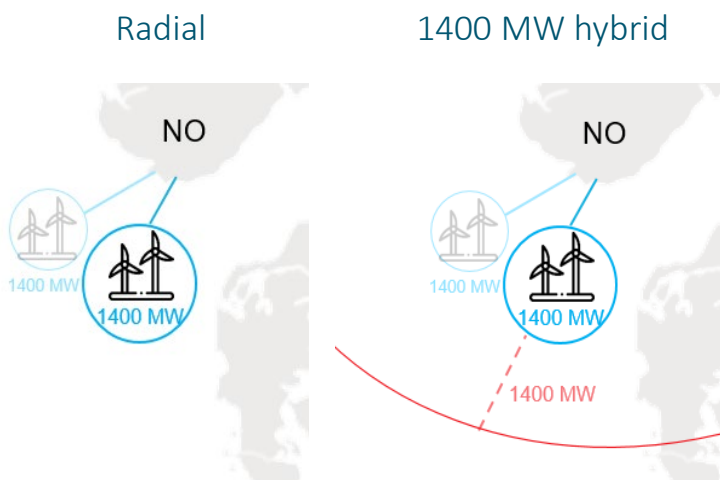
- Vindkraftproduksjonen på hybridene er korrellert med vind på kontinentet / Storbritannia
- Norge har derfor ofte høyere pris enn nabolandene i timer med full vindkraftproduksjon
- Kraften går mot landet med høyest pris – som oftest er Norge

En hybrid øker utvekslingen – ikke nettoeksporten



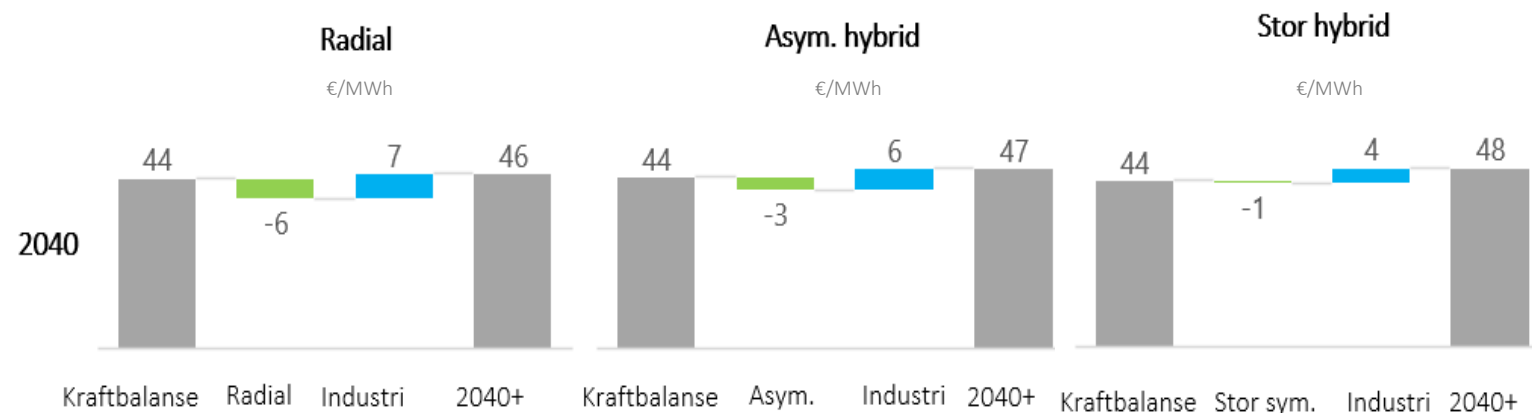
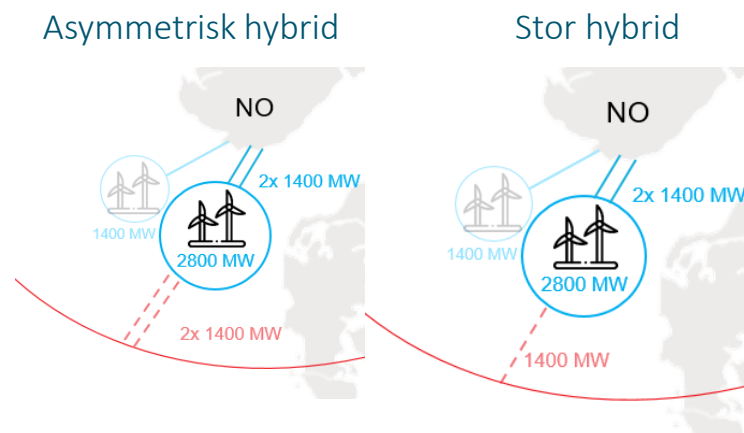
- Nettoeksporten er upåvirket av om havvind knyttes til med radial eller hybrid
- Nettoeksporten bestemmes av differansen mellom produksjon og forbruk i Norge
- Med en hybrid fordeles den samlede nettoeksporten på en ekstra kabelforbindelse

Norsk priseffekt av mer havvind og forbruk er lav ved energibalanse



- Havvind på radial og tilsvarende økt forbruk gir tilnærmet uendret snittpris
- Havvind på hybrid uten økt forbruk gir en svak nedgang i snittprisen
- Havvind på hybrid og tilsvarende økt forbruk øker prisen noe i 2030 og lite i 2040

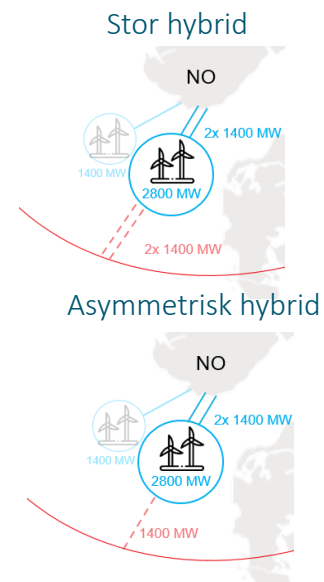
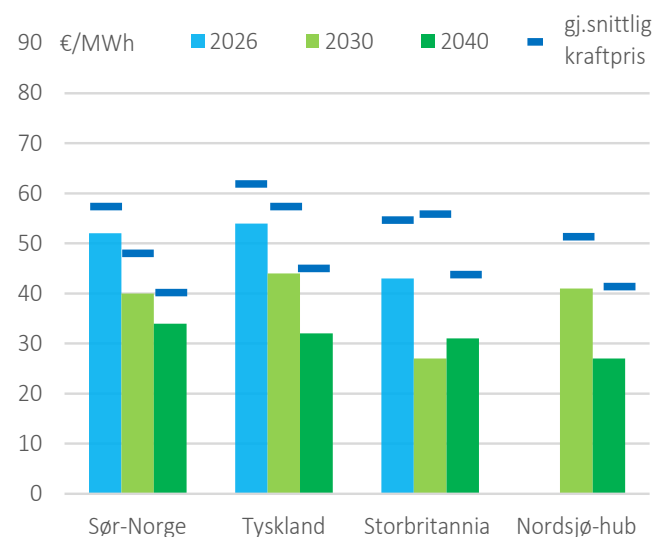
Mer installert vindkraft demper prisvirkningen av en hybrid



- Høyere havvindkapasitet (2800 MW) gir noe større forskjell mellom mer forbruk og radial – og forbruk og hybrid
- Mer installert vindkraft relativt til utvekslingskapasiteten gir høyere flyt av havvindproduksjon mot Norge
- Og flere timer hvor vindkraften stenger for handel
- Prisvirkningen av en asymmetrisk hybrid blir en mellomting mellom en radial og en stor hybrid

Høy andel regulert vannkraft gir god inntekt for havvind i Norge

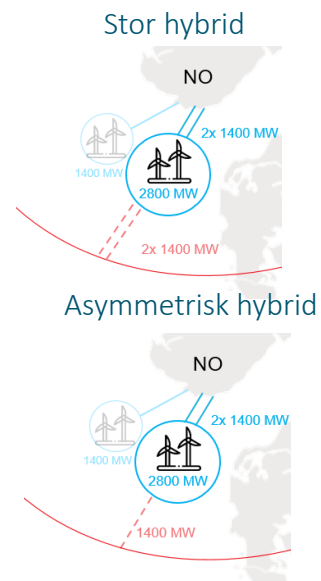
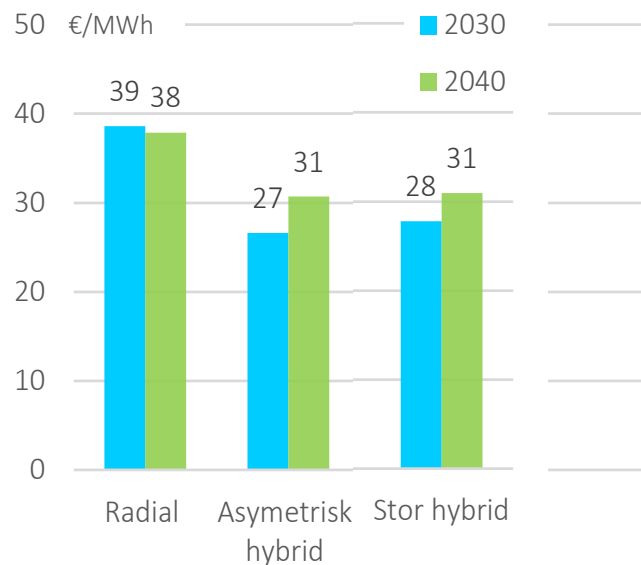
Oppnådd kraftpris med radial til ulike land



- Oppnådd kraftpris for havvind på radial i Norge er på nivå med den på kontinentet / Storbritannia
- Høy andel regulert vannkraft gjør at kraftprisen sjelden går helt mot null
- Med en optimistisk utvikling av teknologikostnadene kan havvind i SNII bli lønnsomt u/ nettilknytning

Hybrid kan gi lavere inntekt – og kostnader for havvindutbyggeren

Oppnådd kraftpris med ulik nettilknytning mot Norge.
Hybridforbindelsen går til Storbritannia



- Havvind tilknyttet en bilateral hybrid som er et eget budområde, får lavere oppnådd kraftpris enn med radial
- Samtidig kan kostnadene for nettilknytning tenkes å bli lavere for utbygger med en hybrid – en hybrid har en markedsnytte



2) Virkninger på systemdriften i NO2 og omkringliggende områder

Spørsmål fra NVE:

"Beskrivelse av hvordan systemdrift i det sørlige Norge blir påvirket av tilknytning av havvind. Relevante tema å belyse kan være hvordan systemdriften påvirkes når det gjelder balansering av systemet, inertia og reservedimensjonering. "

Systemdriften påvirkes i stor grad av den økte mengden uregulerbar kraftproduksjon som nå knyttes til hele det nordiske synkronområdet.

I denne delen drøfter vi hvordan dette påvirker blant annet økt behov for fleksibilitet, dimensjoneringen av ulike typer reserver, balanseringen i driftsfasen, behovet for tiltak for å håndtere lav roterende masse og nye stabilitetsfenomen knyttet til økt innslag av kraftelektronikk i kraftsystemet. I tillegg ønsker vi å belyse behovet for utvikling av standardiserte IT-løsninger for styring og monitorering av HVDC-forbindelser.

Virkningene på systemdriften, og behovet for tiltak, er i stor grad et resultat av økt mengde uregulerbar kraftproduksjon i det norske og nordiske systemet. Virkningene er i mindre grad knyttet til om havvind er tilknyttet på hybrid eller radial.

Flaskehalshåndtering er i stor grad knyttet til behovet for nettførsterkninger, og er i liten grad omtalt i denne delen.

Mer uregulerbar kraft vil øke behovet for fleksibilitet i Day-ahead-markedet

For å håndtere overgangen til et kraftsystem med mye mer uregulert og variabel produksjon, må det være *noe* som kan balansere svingningene i kraftmarkedet.

Vannkraften har frem til nå i stor grad dekket fleksibilitetsbehovet i Norge. Dette vil ikke være tilstrekkelig i fremtiden, med en større andel uregulerbar kraftproduksjon.

Uten tilstrekkelig fleksibilitet, vil uregulerbar kraft gå til spille i perioder med høy andel variabel produksjon, og det vil bli for lite effekt i perioder med lav uregulerbar produksjon.

For å unngå dette må en større andel av forbruket bli fleksibelt. Økt prisvolatilitet vil være en utløsende faktor for denne fleksibiliteten, og tilstrekkelig fleksibilitet vil være en forutsetning for lønnsomheten til uregulerbar kraftproduksjon. Utløsning av fleksibilitet krever en målrettet utvikling av teknologiske løsninger.

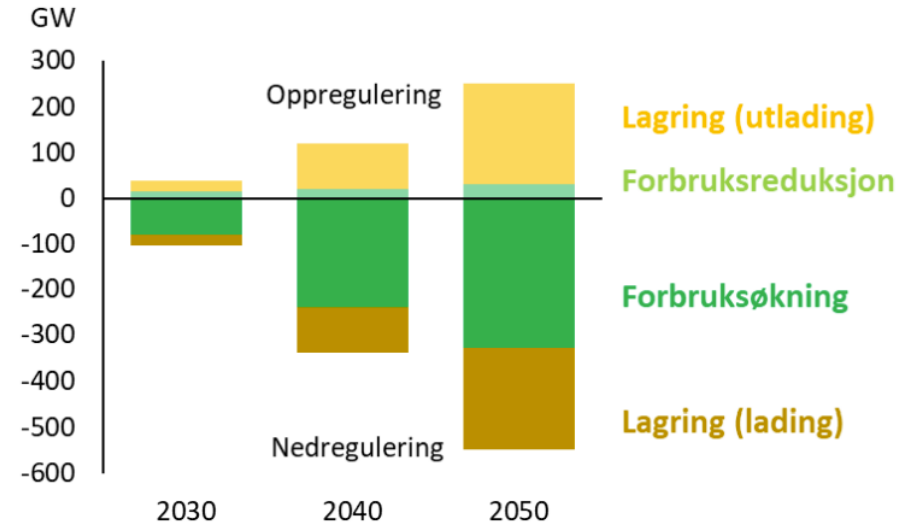
Fleksibelt forbruk kan deles i følgende hovedkategorier.

- 1) **Forbruk som kan flyttes til tidspunkt nært i tid**, der samlet årsforbruk er uendret. Eksempler på dette er fleksibel elbillading, batterier og effektstyring av øvrig forbruk
- 2) **Forbruksreduksjon i industri**, som reduserer forbruket når prisene er høye
- 3) **Fleksibel forbruksøkning** som kan lagre overskuddsenergi. Eksempler på dette er hydrogenproduksjon og elkjeler

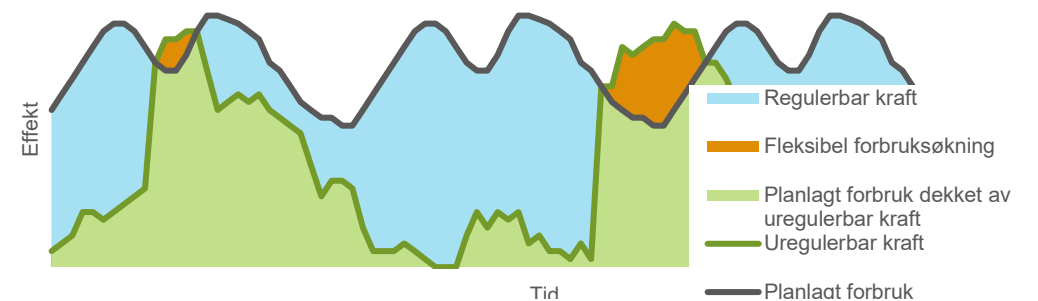
I perioder med lav produksjon, kan noe av den lagrede energien gå tilbake til energisystemet for å dekke effekttoppene, f.eks. ved at hydrogen blir brukt i topplastverk. Effekttutvidelser i norske vannkraftverk vil også gi svært viktig bidrag for å dekke effekttoppene.

Behovet for fleksibilitet i Day-ahead-markedet må også sees i sammenheng med det økte reservebehovet for å dekke ubalanser i driftstimen. Utvikling av mer forbruksfleksibilitet vil være positivt for både DA-markedet og reservemarkedene, selv om de to behovene kan sees på som konkurrerer om den samme fleksibiliteten.

Vi henviser også til rapporten [Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030](#) som drøfter disse problemstillingene mer i detalj.



Figur:
Behovet for fleksibilitet – både for opp og nedregulering – vil øke med mer uregulerbar kraftproduksjon. Kilde: Statnetts LMA 2020



Figur:
Regulerbar kraft og forbruksreduksjon må kompensere i perioder hvor uregulerbar kraft ikke dekker forbruket. Tilsvarende kan fleksibel forbruksøkning lagre overskuddskraft i perioder hvor produksjonen er høyere enn forbruket.

Mer uregulerbar kraft vil øke behovet for reserver

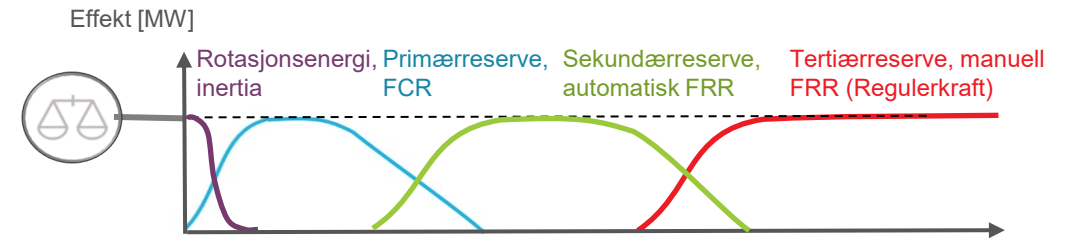
En større andel uregulerbar kraftproduksjon, vil medføre økte ubalanser. Et viktig prinsipp er at hver TSO er ansvarlig for å anskaffe tilstrekkelig mengde reserver til å kunne håndtere ubalanser innenfor sitt kontrollområde.

De nordiske TSO-ene har utarbeidet en metode basert på det europeiske lowerket på området (SOGL). Metoden gir krav til dimensjonering og lokalisering av reserver. Grunnprinsippet er at hvert elspotområde får et reservekrav basert på historiske ubalanser i området. Store mengder havvind tilknyttet samme elspotområde øker dermed reservebehovet i området.

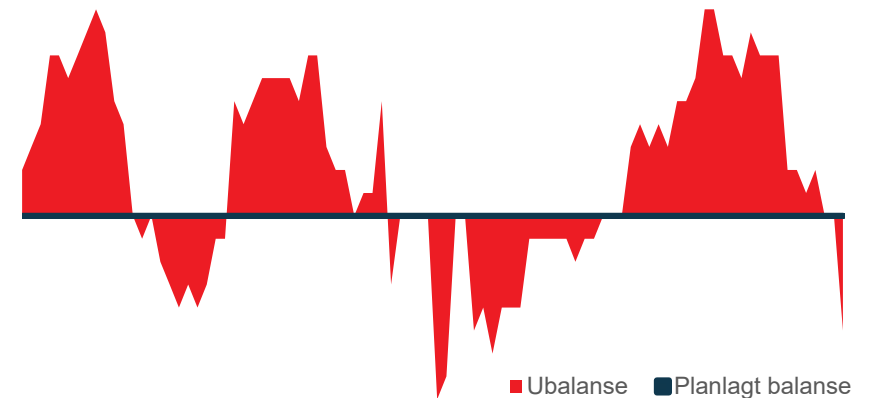
Tilknytning av havvind vil øke behovet for ulike typer reserver, både manuelle og automatiske. Reservene vil i hovedsak bli levert fra produksjon og forbruk på land. Det jobbes systematisk med å sikre reserver fra flere kilder enn i dag. Blant annet skal det undersøkes nærmere hvordan havvind og annen vindkraft kan bidra med ulike typer reserver. Alternative reservekilder er viktig for å unngå at vannkraften i for stor grad blir båndlagt som reserve for TSO-ene. Dette kan redusere vannkraftens sin mulighet til å balansere energimarkedene (Day Ahead-markedet og Intraday-marked), og hypotesen er at vannkraftens fleksibilitet i energimarkedene er vanskeligere å erstatte med andre kilder.

Utfordringene med å sikre tilstrekkelig mengde av reserver, og kostnadene for disse, forventes å øke med en større andel uregulerbar kraftproduksjon, men er ikke spesifikt knyttet til vindkraft til havs. En tilsvarende mengde sol- og vindkraft på land vil gi samme utfordring.

Reservebehovet vil være uavhengig av om havvind er tilknyttet med hybrid eller radial.

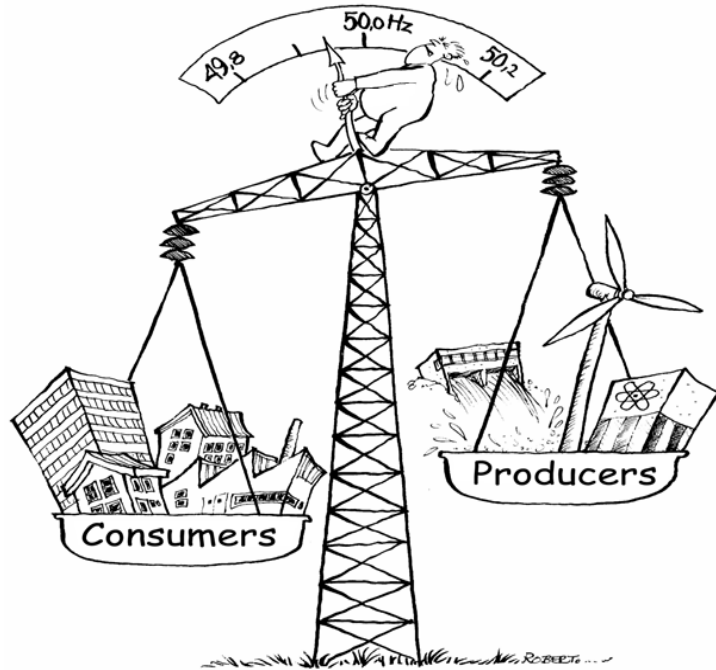


Figur:
Illustrasjon av hvordan ulike typer reserver bidrar til å gjenopprette balansen etter en feil



Figur:
Uregulerbar kraftproduksjon har et avvik mellom prognostisert og faktisk produksjon. Dette avviket må dekkes av reserver.

Ubalanser håndteres gjennom de europeiske balanseringsplattformene



Havvind vil, som all annen produksjon, ha ubalanser mellom planlagt og faktisk produksjon. Det er TSO-ene som er ansvarlig for sikre momentan balanse til enhver tid. Dette gjøres ved aktivering av ulike typer reserver. Siden reserver for å håndtere ubalansene i hovedsak finnes på land, må ubalansene først overføres til land før de balanseres ut. Det er imidlertid viktig at det legges til rette for at også havvind kan bidra med ulike typer reserver ved å sette de nødvendige funksjonskrav, og sette krav til at havvind skal kunne styres fra en døgnbemannet driftssentral.

På tidspunktet havvind i norsk sektor er på plass, vil systemdriften i stor grad være automatisert gjennom NBM (Nordic Balancing Model). Dette er avgjørende viktig for å håndtere driften med større andel uregulerbar produksjon.

Regulering av ubalanser vil på dette tidspunktet skje gjennom de europeiske balanseringsplattformene MARI og Picasso. Hver TSO er ansvarlig for at prognosert ubalanse blir lagt inn i plattformene. Øvrige ubalanser i Europa, og tilgjengelig overføringskapasitet, er inngangsdata for en algoritme som finner den mest effektive måten å håndtere disse ubalansene på europeisk nivå. De europeiske balanseringsplattformene virket godt egnet for å håndtere ubalanser fra havvind med varighet fra noen minutter og oppover.

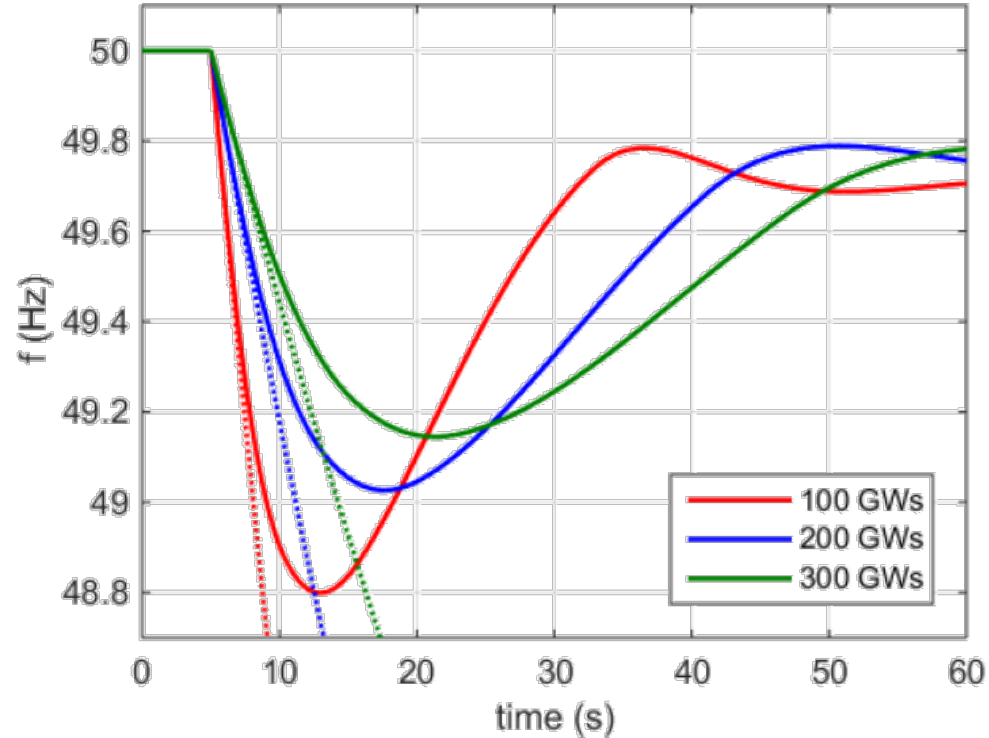
For kortvarige ubalanser som må håndteres med primærreserver (FCR), skal det undersøkes om en automatisk regulering av HVDC-kablene inn mot land basert på ubalansene på den tilknyttede offshore-noden, vil være en hensiktsmessig måte å håndtere disse på. Detaljene rundt et sånt konsept er ikke spesifisert.

Det er ikke avdekket forhold som tilsier at radiell eller hybrid tilknytning er en viktig faktor for balanseringsprosessen.

Havvindaktørene vil selv være økonomisk ansvarlig for sine ubalanser. Dette håndteres gjennom balanseavregningen på samme måte som for aktører på land.



Utfordringer med systemstabiliteten må løses for å lykkes med energiomleggingen i Europa



Figur:

I en situasjon med utfall av produksjon vil frekvensfallet bli bremsset avhengig av mengden roterende masse i systemet

I fremtiden vil en større andel av forbruket i perioder dekkes av omformerbasert kraftproduksjon som vindkraft og solkraft, og import via HVDC-kabler.

Dette vil medføre lavere roterende masse i systemet (inertia) som kan føre til at systemstabiliteten i kraftsystemet blir svekket.

De fysiske egenskapene til omformere forventes å øke omfanget av allerede kjente fenomen slik som utfordringer med frekvens- og spenningsstabilitet, men også nye stabilitetsutfordringer vil introduseres. Til nå er resonans- og omformerdreivet stabilitet identifisert som fremtidige utfordringer. Dette er fenomen man i dag har mangelfull kunnskap om og lite mulighet til å observere.

De nevnte problemstillingene er i stor grad uavhengig av om kraften kommer fra havvind eller andre uregulerbare kilder, eller om havvind er tilknyttet med radial eller hybrid.

Det jobbes målrettet for å løse disse utfordringene både i Norden og Europa, og Statnett styrker sitt kompetansemiljø på området.

Løsningen for lav inertia kan være raske reserver fra forbruk og andre raske kilder (FFR). Økt bidrag fra vannkraftverk kan også være nødvendig, f.eks. ved at nye aggregat blir tilrettelagt for kjøring som fasekompensator (roterende i kraftsystemet, uten produksjon av strøm).

Vindkraft vil også kunne bidra til å løse flere av disse utfordringene. Dette forutsetter at det settes relevante krav til teknisk funksjonalitet på anleggene.

Å finne løsninger for de nye stabilitetsfenomenene vil kreve økt fokus fremover, der ny teknologi og nye kontrollsystemer må utvikles.

Løsninger på disse utfordringene er helt avgjørende for å lykkes med den store energiomleggingen i Europa. Mer informasjon om disse problemstillingene kan finnes i denne [rapporten fra ENSTO-E](#)

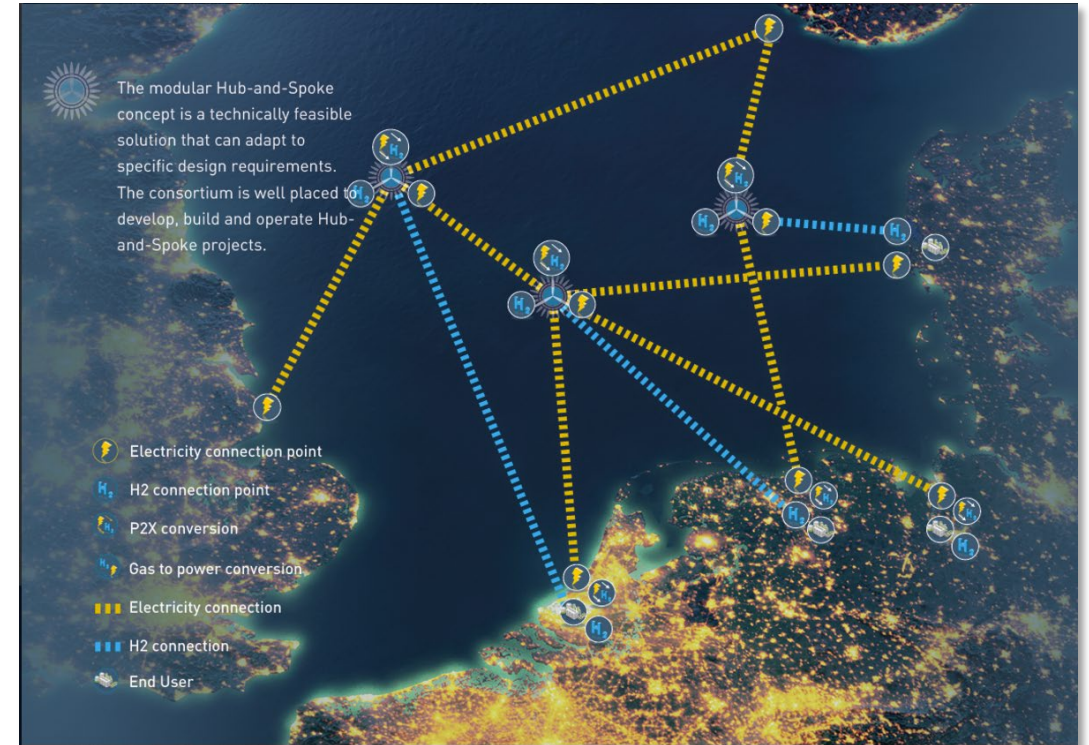


Hybrider vil kreve standardiserte IT-løsninger

Systemdriften er avhengig av styring og monitorering av HVDC-forbindelser som involverer en rekke IT-løsninger både i planfasen og driftsfasen. Det er i dag hvert enkelt lands nasjonale verktøy som kommuniserer med hverandre via bilaterale kommunikasjonsplattformer.

Hybridforbindelser vil kreve store endringer i eksisterende verktøy, og utvikling av helt nye. Dette skyldes både at vindkraften som er tilknyttet forbindelsen gjør styringen mer kompleks og at et sammenhengende havnett vil kreve standardiserte løsninger i systemene til alle TSO-er rundt Nordsjøen. Uten standardiserte løsninger fra første byggetrinn av hybrider, vil en fremtidig sammenkobling medføre forsinkelser og økte kostander.

Behov for nye IT-løsninger vil isolert sett være mindre ved radiell tilknytning, men i et fremtidig system bestående av både radialer og hybrider, vil det i operativ drift være effektivt at alle forbindelser styres med de samme IT-løsningene. IT-løsningene for radialer som er tilrettelagt for å kunne bli en del av en hybrid eller et masket nett, bør uansett utvikles med de samme standardiserte løsningene som hybridforbindelser.



Figur: Illustrasjon av havnett fra North Sea Wind Power Hub





3) Forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet

Spørsmål fra NVE:

"Beskrivelse av hvordan tilknytning av havvind kan påvirke forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet".

I denne delen drøfter vi hvordan mer havvind påvirker energi- og effektbalansen og -sikkerheten i Norge – og hvilken betydning det har om havvinden er tilknyttet med hybrid eller radial. Sammen med forrige del, og den neste om nettbehov på land, gir dette en samlet beskrivelse av hvordan havvind påvirker forsyningssikkerheten i Norge.

Forsyningssikkerhet er alltid premissgivende

Forsyningssikkerheten er premissgivende i planleggingsfasen og høyeste prioritet i driften av kraftsystemet. Slik sett vil forsyningssikkerheten bli ivaretatt, uansett hvilke endringer vi får i kraftsystemet. Samtidig er det ikke noe som kommer av seg selv – og med overgangen til et europeisk energisystem som i stor grad blir basert på sol- og vindkraft oppstår det nye utfordringer og kostnader knyttet til det å ivareta forsyningssikkerheten. Det sentrale spørsmålet er da *hva som må til, hva som blir konsekvensene og hva det koster* – å ivareta en sikker forsyning.

Mer havvind gir, i likhet med mye mer solkraft og uregulert vannkraft, lavere roterende masse (inertia) og økt behov for reserver i perioder med mye uregulert produksjon. Samtidig blir tilgangen på reserver tidvis lavere om vi ikke gjør tiltak. Dette drøfter vi i forrige del.

Virkningen av havvind, med eller uten hybrid, vil skje og må sees i sammenheng den parallelle utviklingen av forbruk, nett, fleksibilitet/økt effektinstallasjon og markedsløsninger. En forbedring av energibalansen med havvind bør eksempelvis sees i sammenheng med parallell vekst i forbruket som i stor grad kan utligne virkningen på energibalansen. Og siden mer energi i form av havvind gir grunnlag for økt forbruk – blir også effektbalansen endret.

Det er den store omleggingen til uregulert vind- og solkraft og mye høyere forbruk samlet sett i hele kraftsystemet som er den dominerende faktoren som påvirker forsyningssikkerheten. Valget mellom hybrid og radial på Sørlege Nordsjø II er en mindre brikke i den store omleggingen.

Systemdriften er også en viktig del av forsyningssikkerheten, som beskrevet i forrige del. I denne delen beskriver vi hvilken virkning havvind tilknyttet via hybrider eller radialer har på energi- og effektsituasjonen.



Strammere effektbalanse i perioder med lite vindkraft

Nytt forbruk forsynt gjennom mer uregulerbar kraftproduksjon gir en strammere effektbalanse. Når det er lav vindkraftproduksjon gjør det nye forbruket at det er mindre tilgjengelig effekt.

Norge har i dag et lite overskudd på effekt. Altså kan vi forsyne alt forbruket selv i de timene hvor forbruket er høyest, selv om uregulerbar kraft bidrar lite. Med høyere forbruk i Norge, som i stor grad ligger an til å bli industriforbruk med relativt lite fleksibilitet, og økt energiproduksjon, som i hovedsak er uregulerbar – vil Norge få et effektunderskudd etter hvert.

Mer havvind fra Sørliche Nordsjø II forsterker denne utfordringen noe – men det ville blitt det samme om vi hadde bygget vindkraft på land, solkraft og uregulert vannkraft i stedet. Havvind har lengre brukstid enn sol og landvind, og er på den måten noe bedre. Og hvis det blir utbygging av havvind oppover langs kysten i hele landet blir samlet produksjon fra havvinden jevnere som følge av mindre korrelasjon i vindforholdene.

Hybrid eller radial gir den samme virkningen på effektbalansen, men er også ulike. Når havvinden ikke blåser må vi forsyne oss selv på fastlandet, men på en hybridforbindelse kan vi bruke utvekslingskapasiteten til å importere kraft.

Effektknapphet er ikke noe vi kan vurdere for Norge alene. Med mye utvekslingskapasitet til våre naboland er det også relevant å se på den samlede effektbalansen i flere land samtidig – og hvor ofte vi har stram effektbalanse med lite vindkraft og høyt forbruk samtidig. Og både våre egne analyser, og i analyser utført i regi av blant annet ENTSO-E, viser at det blir flere timer med en strammere effektsituasjon i våre naboland framover. Dette gir kortvarige pristopper og tidvis behov for å redusere forbruket ved at de responderer på høye priser.

Med en hybrid tilkobling av havvind fra Sørliche Nordsjø II vil Norge bli noe mer eksponert for pristopper og stramme effektsituasjoner i landene rundt oss.

Mer fleksibelt forbruk vil dempe effektknappheten i timer med høyt forbruk og lite sol- og vindkraft. Men i Norge vil det ha mye mer å si om det blir gjort investeringer som øker den installerte effekten i vannkraften. Det er et stort potensial i norsk vannkraft for effektutvidelser, og her er det nå flere konkrete planer fra ulike vannkraftprodusenter. Om dette kommer i drift vil det i stor grad kunne dempe og utligne utfordringene knyttet til en mer anstrengt effektbalanse i Norge. Det vil også dempe prisvirkningen fra naboland når det er effektknapphet der.



Energisikkerheten blir bedre med havvind

Norge har i dag samlet sett et energisystem med stor energisikkerhet

- Stor magasinkapasitet (> 50% av årsforbruk)
- Høy utvekslingskapasitet til naboland (> 50% av snittforbruk)
- Mye uregulert produksjon i naboland gir mye "gratis" import

I sum gir dette lav sannsynlighet for å få knapphet på energi og rasjonering i tørre og kalde år. Årsaken til at vi likevel har hatt en stram energisituasjon i 2022 skyldes den helt spesielle situasjonen med lav fyllingsgrad ved inngangen til året, lave tilsig frem til godt etter sommeren og bortfall av russisk gass med tilhørende energiknapphet på europeisk nivå.

Som respons på energikrisen framskyndes utbyggingen av sol- og vindkraft ytterligere i hele Europa. I tillegg øker bruken av LNG. Dette gjør det lite sannsynlig at vi kan få samme type energimangel på europeisk nivå lengre ut i tid. Dette gjør det mer sikkert at vi kan få nødvendig import når vi trenger det.

I Statnetts siste kortsiktige markedsanalyse viser vi hvordan økt forbruk de nærmeste årene etter hvert gir underskudd på energibalansen over året i et gjennomsnittså i Norge. I lys av dette gir mer produksjon fra havvind isolert sett bedre energisikkerhet, enten den er tilknyttet med hybrid eller radial. Så vil det samtidig bli en ytterligere parallell økning i forbruket, og om det ikke bygges ut mye mer produksjon enn det som er skissert så langt vil forbruksveksten utligne mye av virkningen på energibalansen. Samlet sett mener vi likevel det er riktig å si at havvind forbedrer energibalansen i Norge.

Havvind med radiell tilknytning tilfører energi rett til Norge, og gir slik sett en mer direkte forbedring av energibalansen – som igjen legger til rette for nytt forbruk. Så lenge forbruket i Norge øker tilsvarende som ny produksjon, endres ikke energibalansen eller flyten på mellomlandsforbindelsene.

I Statnetts fagrapport om havvind viser vi at havvinden rent fysisk i stor grad går til Norge også ved hybrid tilkobling. Dette skyldes at det ofte er import og høy vindkraftproduksjon i Nordsjøen samtidig. En hybrid gir også økt energisikkerhet ved å gi enda større utvekslingskapasitet. Det vil si at vi kan hente oss raskere inn fra en vanskelig situasjon med mye import på kort tid.

Mye mer vindkraft og økt forbruk vil redusere markedsandelen for vannkraften. Det påvirker kjøringen av vannkraften kraftig ved at produksjonen blir konsentrert på færre timer. Disponeringen av vannet over året og fyllingsgraden i magasinene blir imidlertid i mindre grad endret. På den ene siden vil en hybrid forsterke virkningen vi ser ved at man kan legge seg litt lavere i fyllingsgrad ved inngangen til vinteren fordi man raskere kan hente seg inn igjen med den økte importkapasiteten om det skulle bli behov. Dette reduserer sannsynligheten for overløp når magasinene er på sitt fulleste ved inngangen til vinteren. Dette veies imidlertid opp av at det samtidig ligger an til å bli vesentlig større sesongvariasjoner i kraftprisene i gjennomsnitt. Mer solkraft og annen uregulert produksjon i sommerhalvåret gir i snitt lavere kraftpriser på sommeren enn på vinteren. Dette viser vi i vår siste kortsiktige markedsanalyse at skjer allerede til 2027. Og med i snitt høyere priser på vinteren enn om sommeren, forsterkes incentivet for vannkraftprodusentene å spare vann til vinteren.

Generelt vil overgangen til sol- og vindkraft gi større utfordringer med kortvarige svingninger og mindre utfordringer med energirelaterte problemstillinger. Vi vil med mye ny vindkraft, inkludert havvind fra Sørlege Nordsjø II, få bidrag gjennom hele vinteren i alle år.





4) Behovet for interne nettforsterkninger i Norge

Spørsmål fra NVE:

"Beskrivelse av hvilke deler av kraftnettet som vil oppleve høyere belastning som følge av tilknytning av havvind. Beskrivelsen bør vurdere hvilke punkter i nettet som er aktuelle for tilkobling av havvind og hvor det vil være behov for forsterkninger ved de ulike tilknytningsalternativene"

I denne delen beskriver vi behovet for interne nettforsteringer på Sør- og Østlandet i forbindelse med økt havvind og forventet forbruksvekst. Vi legger her til grunn at den første havvindradialen fra Sørlige Nordsjø II kobles til på Sørlandet, mens vi diskuterer effekten av tilknytning av en ytterligere havvindforbindelse.

Tilknytning av havvind vil alltid kreve større eller mindre investeringer relatert til den fysiske tilknytningen til nettet på land. I tillegg kan havvind føre til behov for nettforsterkninger i nettet.

Gjennom områdestudien "Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet" (tidl. Sørlandsstudien), har Statnett analysert behovet for nettutvikling i den sørlige delen av Sør-Norge på grunn av utviklingen innen både forbruk og kraftproduksjon. Denne analysen vil presenteres i en egen rapport.

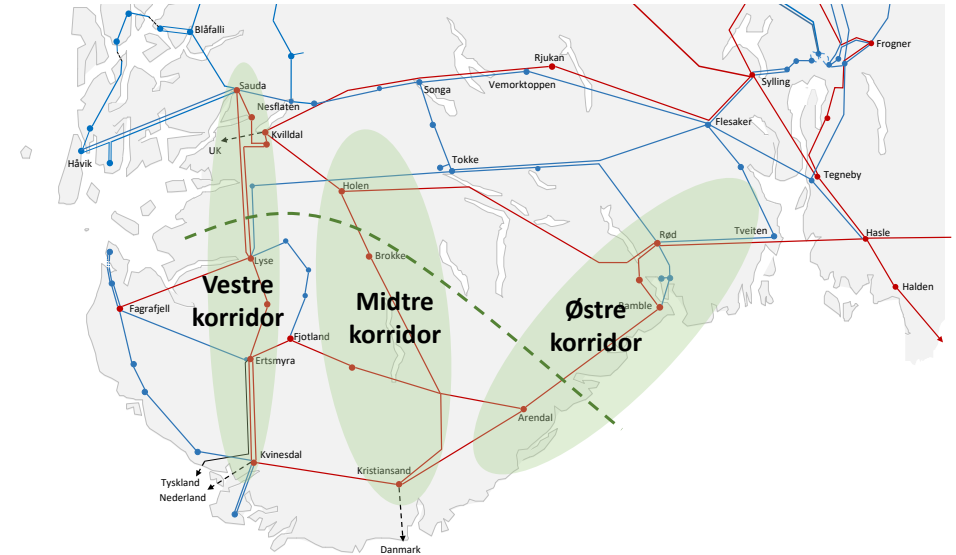
Generelt kan vi si at analysen forsterker behovet for nett slik Statnett allerede har beskrevet dette bl.a. i Nettutviklingsplanen og Analyse av transportkanaler fra 2021. Det er særlig behov for å styrke nettet inn og ut av NO2 og mellom Sørlandet og Østlandsregionen.

Vi må forsterke nettet mellom Sør- og Østlandet

En hovedkonklusjon fra vår analyse "Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet" er at vi må se helhetlig på utviklingen av forbruk, produksjon og nett på Sør og Østlandet, og at det er viktig å planlegge for en tilstrekkelig stor vekst allerede for de første trinnene med forbruk og havvind. En annen konklusjon er at selv om både havvind og forbruk bidrar til flaskehalsene og behovet for å oppgradere, er det forbruksveksten i Telemark, Vestfold og lengre øst på Østlandet som er den viktigste faktoren for at vi må forsterke nettet. Havvind forsterker dette behovet. Kombinert med at nettet i denne delen av landet er masket med mange mulige nettbegrensninger, tilsier dette at vi må forsterke sammenhengende mellom Sør- og Østlandet for kunne legge til rette for en realistisk vekst innen industriforbruk og havvind. Dette innebærer en ny ledning i Østre korridor på Sørlandet, og oppgradering av nettet til 420 kV mellom Bamble og Flesaker – og videre til Oslo og Østfold.

En alternativ tilkobling av deler av havvinden til Grenlandsområdet vil avlaste Grenlandssnittet. Med hybrid tilkobling blir effekten enda bedre da det gir importmuligheter når det er lite vindkraft. Det å etablere en hybrid tar imidlertid lengre tid og vil trolig være mer komplisert å gjennomføre. Og det gir uansett en lengre sjøkabel om havvinden skal tilknyttes Grenland. Gitt at det trolig kan bygges ut minst 3-5 GW havvind fra Sørlege Nordsjø II, og det kan bli åpnet andre havvindområder nærmere Østlandet, vil vi anbefale å legge første radial til Sørlandet. I det videre arbeidet med en KVV for strekningen mellom Arendal og Grenland vil vi ta med DC-link rett til Grenland som et alternativ i fase 2 for Sørlege Nordsjø.

Vi presenterer våre oppdaterte nettplaner i områdeplanene for "Sør-Rogaland og Agder", "Vestfold og Telemark", og "Oslo, Akershus og Østfold". Mye av underlaget ligger i områdestudien "Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet".



Figur: Kart som viser vestre, midtre og østre korridor.



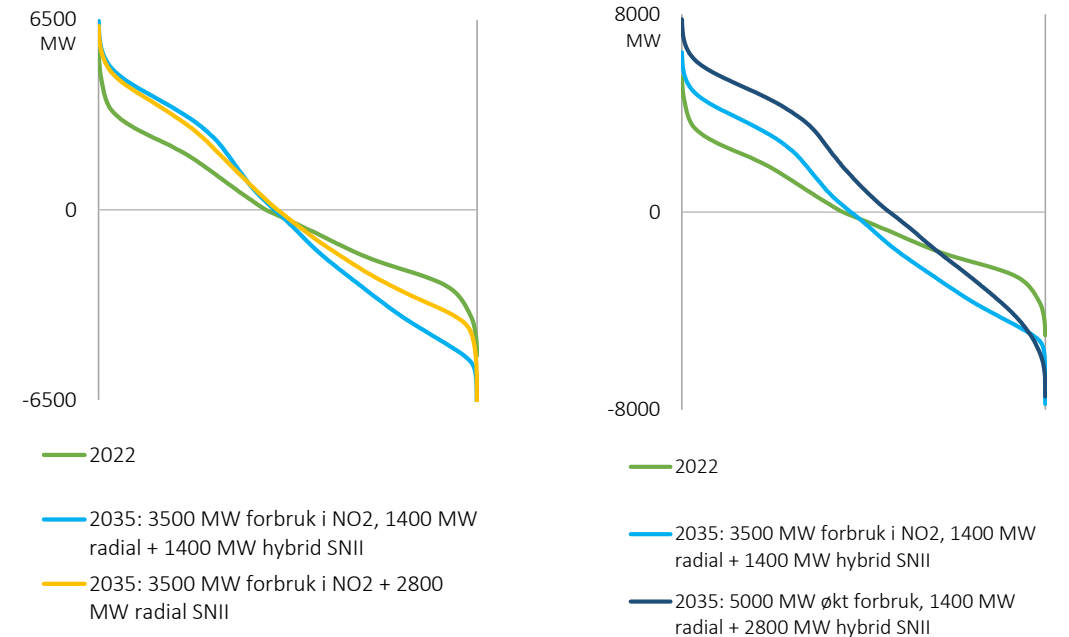
Havvind, forbruk og økt utveksling forsterker eksisterende flytmønster på Sør- og Østlandet og øker overføringsbehovet

Flytmønsteret på Sør-, Sørvest- og Østlandet er i dag drevet av samspillet mellom utenlandskabler, vannkraft og forbruk. Kablene er lokalisert i sør, vannkraften i indre strøk og forbruk langs hele kysten, og spesielt på Østlandet. Dette gir høy flyt sørover på alle ledningene på Sørlandet i perioder med eksport, og høy flyt nordover og mot Østlandet i perioder med import, typisk om vinteren når forbruket på Østlandet er høyt.

Det høye kraftbehovet på Østlandet om vinteren gjør at tilknytning av fase 2 fra SNII på Sørlandet, både som radial og hybrid, vil forsterke flyten nordover, spesielt mot Østlandet, når flyten her allerede er høy. Vindkraftproduksjonen vil være sterkt korrelert med annen vindkraftproduksjon i Nordsjøen, på Sørvestlandet og kontinentet. Dette betyr at når det blåser vil det ofte også være høy vindkraftproduksjon ellers i Nord-Europa, noe som vil gi lave priser og import på mellomlandsforbindelsene til Norge. Overføringsbehovet forsterkes av etablering av mer forbruk på i Vestfold, Telemark og resten av Østlandet.

Tilknytning av fase 2 som hybrid vil øke flyten sørover på ledningene inn mot Sørlandet når det er eksport. En hybrid gir ikke noe større nettoeksport i seg selv, men den økte produksjonen fra havvind kan gi økt nettoeksport om ikke forbruket øker tilsvarende. Det vil bli en omfordeling av nettoeksporten til timer og markeder med høyest pris og dermed større kortsiktig utveksling og høyere flyt, både ved import og eksport. Økt forbruk på Sørlandet vil også bidra til høyere flyt sørover internt i Norge.

Asymmetrisk hybrid vil være en mellomting mellom radial og hybrid, og overføringsbehovet vil avhenge av hvor stor kapasiteten blir mot Norge/utlandet.



Figur: Varighetskurver for flyt på Sørlandet i alle simulerte værår for 2022-datasettet sammenlignet med 2035 med ulike sensitiviteter (til venstre: med fase 2 som radial (gul) eller hybrid (lyseblå) i 2035, til høyre: med mer forbruk i NO2, og havvind fra SNII (mørkeblå)). Flyten er summen av flyten over ledningene markert med stiplede linje i kartet over. Positive verdier er flyt fra sør mot nord.



Forbruk på Østlandet skaper begrensninger mellom Sør- og Østlandet

Høyt forbruk på Østlandet om vinteren, og lite produksjon her, skaper høy flyt og flaskehals inn mot Østlandet allerede i dag. Vi ser at hvis forbruksveksten i Vestfold og Telemark blir stor flytter dagens flaskehals inn mot Østlandet seg fra Flesakersnittet til Grenlandssnittet. Havvind i sør vil forsterke denne flaskehalsen når det blåser. Dette gjelder både om havvind blir tilknyttet som radial eller hybrid.

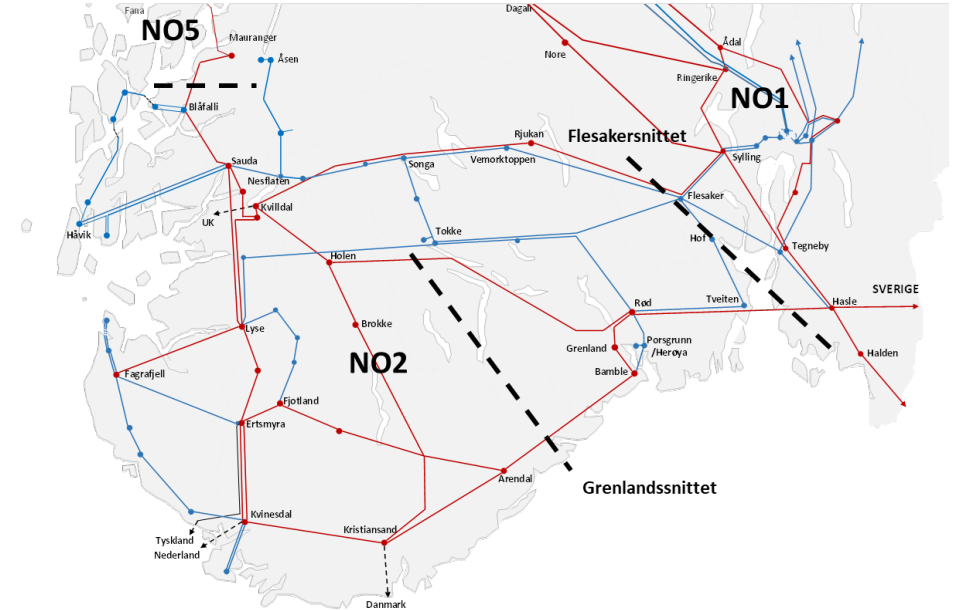
Begrensningen sørover fra Østlandet mot Sørlandet over Flesakersnittet øker med mer forbruk i NO2, og ved hybrid tilknytning av fase 2, uavhengig av tilknytningspunkt. Det er 300 kV-ledningen fra Flesaker mot Bamble som først blir begrensende. En hybrid vil øke belastningen ved søroverflyt på Sørlandet om sommeren mer enn en radial, og kan gi større flaskehals i nettet, spesielt i perioder om sommeren når vi har revisjoner.

Vi ser kun mindre begrensninger i 300 kV-ledningene mellom Vestlandet og Østlandet nord i NO2, samt i Vestre- og midtre korridor ved intakt nett, selv i et scenario med 2,8 GW hybrid på Sørlandet. Flaskehalsen mellom NO2 og NO5 vil imidlertid øke inntil de planlagte nettoppgraderingene her er gjennomført.

Våre modellsimuleringer viser at flaskehalsene vi får begge veier til en viss grad kan håndteres med prisområder og flytbasert markedskobling. Markedet gir en tilpasset utveksling på kablene og produksjonsfordeling som time for time gir en kraftflyt innenfor grensene for sikker N-1-drift. Dette gir imidlertid prisforskjeller og samfunnsøkonomisk tap i form av mindre optimal bruk av de samlede produksjonsressursene i totalsystemet.

Den økte flaskehalsen på grunn av tilknytning av havvind gir imidlertid en mer håndterbar konsekvens enn flaskehalsen forårsaket av tilknytning av forbruk på Østlandet. Økt flaskehals på grunn av havvindproduksjon blir i stor grad håndtert i markedet ved at prisene i NO2 reduseres slik at det blir mindre import på kablene og dermed mindre flyt nordover over Grenlandssnittet. Tilsvarende må produksjonen øke nord og øst for snittet. Får vi betydelig økt forbruk på Østlandet kan det imidlertid bli perioder på vinteren hvor det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet inn mot NO1. For å håndtere flaskehalsen må da prisen bli så høy at forbruket velger å redusere uttaket. Flaskehalsen sørover håndteres effektivt ved at prisene i NO2 øker for å dempe eksporten i timene med for høy flyt.

Planlagte nettførsterkninger mellom Sør- og Østlandet vil redusere prisforskjellene og legge til rette for økt produksjon og forbruk.



Figur: Kart over Sør-Norge med viktige snitt i transmisjonsnettet. I kartet ligger oppgraderingen til 420 kV mellom Sauda og Samnanger inne.



Tilknytning av havvind i sør og øst er de reelle alternativene for fase 2

Den første radialen fra Sørliche Nordsjø II (fase 1) anbefaler vi tilknyttet til Sørlandet. Dette legger til rette for den raskeste og mest kostnadseffektive tilknytning av havvinden.

Det finnes mange mulige tilknytningspunkt for den neste fasen (fase 2) med havvind fra Sørliche Nordsjø II. For å snevre inn utfallsrommet har vi valgt å sammenligne sterke punkt i henholdsvis sør, vest, nord og øst i Sør-Norge (se figur). Vi har imidlertid ikke utelukket at det kan være andre bedre punkter lokalt. Flere av punktene har lang avstand til Sørliche Nordsjø II. I vurderingen må det tas hensyn til at det kan bli åpnet havområder nærmere disse punktene, og at det kan være mer hensiktsmessig å spare disse punktene til fremtidige tilknytninger.

I alle vurderte alternativ finner vi at det er en begrensning i 300 kV-ledningene mellom Flesaker og Bamble, og at det er behov for oppgradering av disse til 420 kV.

Havvind i vest demper flyten inn til Stavangerområdet, men det kan bli vanskelig å få kraften ut

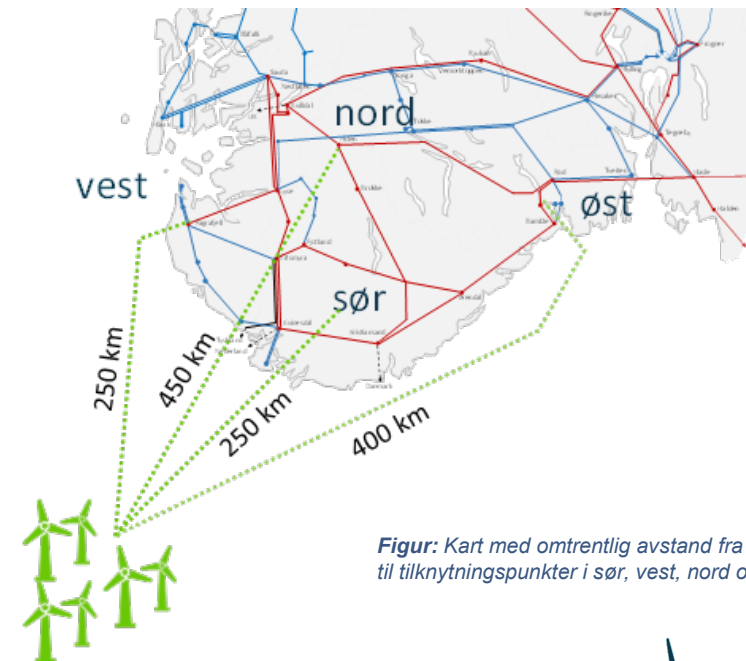
En radial til Fagrafjell avlaster nordoverflyten i Østre- og Midtre korridor noe fordi mer av havvinden flyter i Vestre korridor og østover på ledningene lenger nord i området. Vi ser likevel de samme flaskehalsene og begrensningene mellom Sørlandet og Oslo som ved radial og hybrid til Sørlandet. Selv om Stavanger er et underskuddsområde, ser vi at det kan bli problematisk å få all vindkraften ut – i hvert fall før 300 kV-ledningene inn mot området er oppgradert. Dette skjer fordi det er mye annen vindkraft i Sør-Rogaland som vil belaste 300 kV-ledningene samtidig, og markedet har lite eller ingen reguleringsressurser for å redusere flyten ut av området. En hybrid ville i tillegg økt flyten inn til området ytterligere, og kan gi høy flyt over 420 kV-ledningen Lyse-Fagrafjell.

Hybrid lengst nord i Sør-Norge demper flyten i de sørlige delene av nettet på Sørlandet – men øker flaskehalsen inn mot Østlandet

Det er lite forbruk og mye vannkraftressurser rundt Holen. Det er derfor mer hensiktsmessig med en hybrid enn en radial hit. Tilknytning av hybrid til Holen demper flyten både nordover og sørover på ledningene på Sørlandet fordi hybridene kommer inn i systemet lenger nord. Flyten over 420 kV-ledningen Arendal-Bamble reduseres i mange timer, men kraftflyten legger seg imidlertid i større grad på 420 kV-ledningen Holen-Rød både østover og vestover. Begrensningene på Grenlandssnittet og flaskehalsene mellom Sør- og Østlandet øker sammenlignet med caset med både fase 1 og fase 2 til Sørlandet. Tilknytning i Holen er i tillegg et åpenbart dyrere alternativ.

Radial eller hybrid tilknyttet i Grenlandsområdet demper flyten i Østre korridor betydelig

Tilknytning av 1,4 GW av havvinden i øst bidrar til å dempe flaskehalsene ved flyt fra sør mot øst i Østre korridor, både som radial og hybrid. Radial til Grenlandsområdet demper også flyten sørover over Flesakersnittet noe, men fjerner ikke flaskehalsen og behovet for økt kapasitet mellom Flesaker og Bamble. Flyten sørover på Sørlandet og i Vestre korridor blir imidlertid mindre avlastet enn om radialen var i sør. I motsetning øker flyten sørover over Flesakersnittet med en hybrid i øst, og demper flyten sørover på Sørlandet og i Vestre korridor fordi vi flytter utvekslingskapasiteten lenger øst. Den positive virkningen av havvind i øst øker med mer forbruk her.



Figur: Kart med omtrentlig avstand fra Sørliche Nordsjø II til tilknytningspunkter i sør, vest, nord og øst





5) Mulige tekniske nettkonsept for fase 2

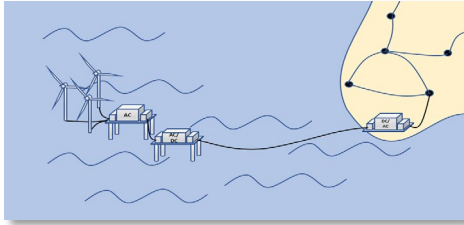
Spørsmål fra NVE:

"NVE ber om at Statnett vurderer ulike mulige tekniske nettkonsept for ulike nettløsninger til havs og sammenlikner kostnadene knyttet til disse"

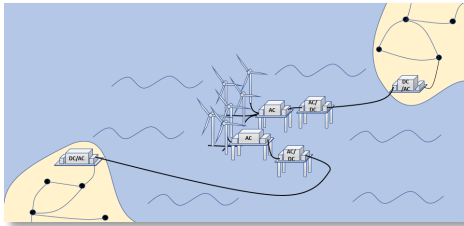
OED har bedt om vurderinger av fire ulike alternativer for nettilknytning av fase 2 av utbyggingen i Sørlige Nordsjø II (SNII). Statnett legger til grunn en utbygging på 1,4 GW per felt, og det forutsettes at første fase er bygget ut som en radial. Kun alternativer med likestrøm er aktuelle på grunn av stor avstand fra land.

I dette kapitlet redegjør vi for ulike tekniske løsninger innenfor de fire alternativene for tilknytning av havvind i fase 2, og noen grove, tidligfase kostnadsanslag for disse. En bredere beskrivelse av konseptuelle tekniske løsninger for tilknytning av havvind finnes i [Statnetts fagrapport om havvind](#) i kapittel 4. I [Statnetts kunnskapsgrunnlag for utbygging av fase 1](#) på SNII beskriver vi også tekniske utbyggingsalternativ og kostnader for disse – med særlig fokus på utvidbare nettløsninger.

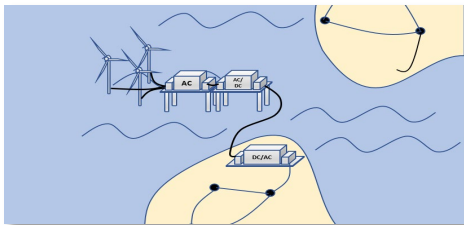
OED har bedt om vurdering av fire alternative nettkonsept



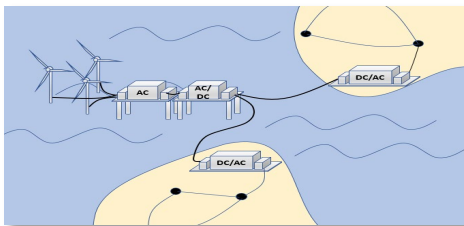
1) Vindkraftverk til havs knyttet radielt til Sør-Norge



2) Vindkraftverk til havs knyttet radielt til Sør-Norge og radielt til et annet land



3) Vindkraftverk til havs knyttet radielt til et annet land uten tilknytning til Norge



4) Alternativer med hybrid forbindelse som kan medføre netto import av kraft til Norge

OED har bedt om vurderinger av fire ulike alternativer for nettilknytning av fase 2 av utbyggingen i Sørlege Nordsjø II (SNII). Statnett legger til grunn en nettilknytning til Norge på 1,4 GW per forbindelse. OED har på sin side benyttet 1,5 GW i sitt forslag til inndeling av arealer på Sørlege Nordsjø II. I [Statnetts høringsvar til OED om inndeling av utlysingsområder](#) fra april 2022 skriver vi om hvordan den nordiske restriksjonen på 1,4 GW er knyttet til dimensjonerende feil i kraftsystemet, og hvilke muligheter det likevel kan være for større installert effekt havvind.

Vi har valgt å presentere OEDs nettkonsept i en alternativ rekkefølge. Dette gjør vi fordi både alternativ 1 og 3 er radial-konsepter hvor eneste tekniske forskjell er lengden på kablene og mot hvilket marked de er knyttet til. Alternativ 2 kan videre sees på som en kombinasjon av alternativ 1 og 3 hvor det bygges radialer til både Norge og et annet land, men at disse ikke er koblet sammen. I alternativ 4 beskriver vi flere ulike nettkonsept som innebærer en sammenkobling mellom Norge, havvindparken og ett eller flere andre land.

Her er oversikten over alternativene til vurdering – i den rekkefølgen vi har valgt:

- 1) **Vindkraftverk til havs knyttet radielt til Sør-Norge:** Dette er samme konsept som benyttes i fase 1
- 3) **Vindkraftverk til havs knyttet radielt til et annet land uten tilknytning til Norge:** Som alternativ 1, men siden kraften ikke er knyttet til Norge, vil det ikke ha noen direkte påvirkning på kraftsystemet i Norge
- 2) **Vindkraftverk til havs knyttet radielt til Sør-Norge og radielt til et annet land:** I dette alternativet kan flyten gå både mot Norge og et annet land, uten mulighet for utveksling mellom land
- 4) **Alternativer med hybrid forbindelse som kan medføre netto import av kraft til Norge:** Det finnes mange ulike konsepter, og vi beskriver fire av disse nærmere i det tekniske kapittelet



Kostnadsestimat for de vurderte alternativene

Nedenfor viser vi enhetskostnader for infrastruktur (havnett, konverterstasjon og plattform) mellom transmisjonsnett på land og havvindparken på SNII. Tallene sammenlignes mot alternativet med en radial på 320 kV. Vi sammenligner også enhetskostnadene pr 1,4 GW havvindproduksjon. Til høyre i tabellen viser vi antatt norsk andel av enhetskostnadene pr 1,4 GW med forutsetning at kostnader for hybride forbindelser deles likt med mottakerlandet. Hvordan denne kostnaden vil deles er avhengig av avtaler mellom de aktuelle landene. Verdien av flaskehalsinntekter og annen samfunnsøkonomisk nytte er ikke vist.

Vurderte alternativer:	Spenningsnivå	Havvind- produksjon	Estimert investeringskostnad [PU]	Estimert investeringskostnad [PU / 1,4GW]	Norsk andel [PU / 1,4GW]
1a) Radial til Sør-Norge (ikke mulig å utvide på DC-siden)	320 kV monopol	1,4 GW	1,0 (basis)	1,0	–*
1b) Radial til Sør-Norge (utvidbar på DC-siden)	525 kV bipol	1,4 GW	1,3	1,3	–*
2a) Radial til Norge og radial til annet land (Summen av to radialer, hver på 700 MW)	320 kV monopol	1,4 GW	1,9	1,9	–*
2b) Teknisk hybrid som driftes uten mulighet for utveksling (Samme teknisk løsning som 4a) hybrid 525 kV)	525 kV bipol	1,4 GW	2,1	2,1	–*
3a) Radial til et annet land (ikke mulig å utvide på DC-siden)	320 kV monopol	1,4 GW	1,2	1,2	–*
3b) Radial til et annet land (utvidbar på DC-siden)	525 kV bipol	1,4 GW	1,4	1,4	–*
4a) Hybrid mellom Norge og et annet land, 1400 MW overføringskapasitet til hvert land	525 kV bipol	1,4 GW	1,9	1,9	1,0
4b) Asymmetrisk Hybrid mellom Norge og et annet land, 1400 MW overføringskapasitet til Norge og 700 MW til annet land	525 kV bipol	1,4 GW	1,9	1,9	1,2**
4c) Hybrid mellom Norge og et annet land, Økt konverterkapasitet offshore, 1400 MW overføringskapasitet til hvert land	525 kV bipol	2,2 GW	2,2	1,4	0,7
4d) Hybrid mellom Norge og et annet land, To konvertere og plattformer offshore, 1400 MW overføringskapasitet til hvert land	525 kV bipol	2,8 GW	2,6	1,3	0,7

* For radialer forutsetter vi at dette er kundespesifikt anlegg som dekkes i sin helhet av havvindutbyggerne

** For asymmetrisk hybrid har vi her antatt en kostnadsdeling tilsvarende andel overføringskapasitet mot hvert land, altså 2/3 norsk andel.



Hybride forbindelser gir stordriftsfordeler og mulighet for kostnadsdeling

Kostnadsestimatene på forrige side er basert på Statnetts egne erfaringer og offentliggjorte kontraktspriser på sammenlignbare anlegg. Estimatenes er grove anslag som det er knyttet stor usikkerhet til på grunn av markedsforhold, prosjektspesifikke løsninger, og andre forhold som er oppgitt på neste side. Dagens markedspriser er vurdert til å være unaturlig høye på grunn av høye råvarekostnader og begrenset leverandørkapasitet.

Radiell forbindelse til Norge eller andre land

Den laveste kostnaden for å bygge nett til Sørlige Nordsjø II er via en radial på 320 kV-spenningsnivå. En 320 kV-radial kan imidlertid ikke utvides mot et havnett. Merkostnaden for å bygge en radial til Norge på 525 kV er ca. 30 %, og dette alternativet inkluderer da tilretteleggelse for en utvidelse mot flere havvindparker eller mot land.

Radialer som bygges mot andre land er vurdert som dyrere på grunn av lengre avstander mot land. Ved lengre avstand er kostnadsforskjellen mellom 320 kV og 525 kV mindre, fordi kabelkostnaden utgjør en større del av totalkostnaden.

Radialer defineres som kundespesifikke anlegg og vi forventer at kostnadene for ilandføringen av strømmen i sin helhet må dekkes av havvindutbyggerne – uavhengig om den bygges til Norge eller andre land.

Radialer til to land uten mulighet for handel

I alternativ 2 har OED spurt om alternativer med radialer som er knyttet til to land uten mulighet for utveksling. Disse konseptene er dyrere enn en normal radial, da de krever konverterstasjoner både offshore og i begge land. Imidlertid antar vi likevel at disse må finansieres fullt ut av utbyggerne av havvindparken. Den reelle gjennomførbarheten av alternativet med en teknisk hybrid må vurderes i lys av prinsippet om å gi maksimal kapasitet til markedene i den europeiske reguleringen.

Hybride alternativer gir mulighet for stordriftsfordeler og kostnadsdeling

Totalkostnaden for hybrider er høyere enn for radialer fordi det må bygges kabler i to retninger og konverterstasjoner hvert land. Det er imidlertid flere nytteeffekter ved hybride forbindelser. Hybride forbindelser gir bedre ressursutnyttelse enn radialer fordi den også kan brukes til samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling. Vi antar at flaskehalsinntekter vil finansiere deler av utbyggingskostnadene. Vi har beskrevet nærmere om de samfunnsøkonomiske nyttevirkningene i [Statnetts fagrapport om havvind](#).

Videre antar vi at kostnaden for hybride utbygginger vil defineres som transmisjonsnett, og at utbyggingskostnaden vil deles med andre land. Hvor stor denne andelen blir, vil være avhengig av avtaler mellom de aktuelle landene. Vi antar at utbyggere av havvindparker som knytter seg opp mot hybride forbindelser eller et havnett vil betale en tilknytningsavgift som dekker deler av utbyggingskostnaden. Hvordan dette vil bli regulert er ikke avklart.

En ytterligere kostnadsgevinst som vi kan få ved å knytte en havvindpark opp mot flere markeder, er at vi kan knytte til mer produksjon på samme hybridforbindelse. En konverter på 525 kV kan bygges større enn 1,4 GW – og dermed større en dimensjonerende feil i Norden. Når en slik konverter knyttes mot flere land, kan vi tilfredsstillende restriksjonen med maks 1400 MW inn til Norge, ved at deler av havvindproduksjonen sendes mot et annet land. Det er disse utbyggingene som gir de mest kostnadseffektive utbyggingene av havvind pr GW. I eksempel 4c) og 4d) har vi estimert at enhetskostnaden per MW for en hybrid med én 2,2 GW-konverter eller to 1,4 GW-konvertere er sammenlignbar som for en radial til SNII. Når vi antar kostnadsdeling med et annet land, gir disse utbyggingsalternativene lavest kostnad pr GW havvind.



Usikkerhet i kostnadsestimatene

Estimatene er grove anslag som det er knyttet stor usikkerhet til på grunn av markedsforhold, prosjektspesifikke løsninger, og andre forhold. Planene for å bygge ut havvind er større enn det dagens leverandørmarked kan levere. En storstilt utbygging av havvind i Europa forutsetter utvikling av leverandørmarkedene for å øke produksjonsvolumet av kabler og konvertere, samt installasjonskapasiteten. På grunn av dette, og historisk høye råvarepriser, erfarer vi at kostnadsnivået har økt mye de siste årene og er i dag på et historisk høyt nivå. En økt leverandørkapasitet vil kunne føre til reduserte priser på sikt. I tillegg vil standardisering og utvikling av leverandørindustrien øke kostnadseffektiviteten slik at kostnadene vil falle ytterligere.

Usikkerhet i markedet:

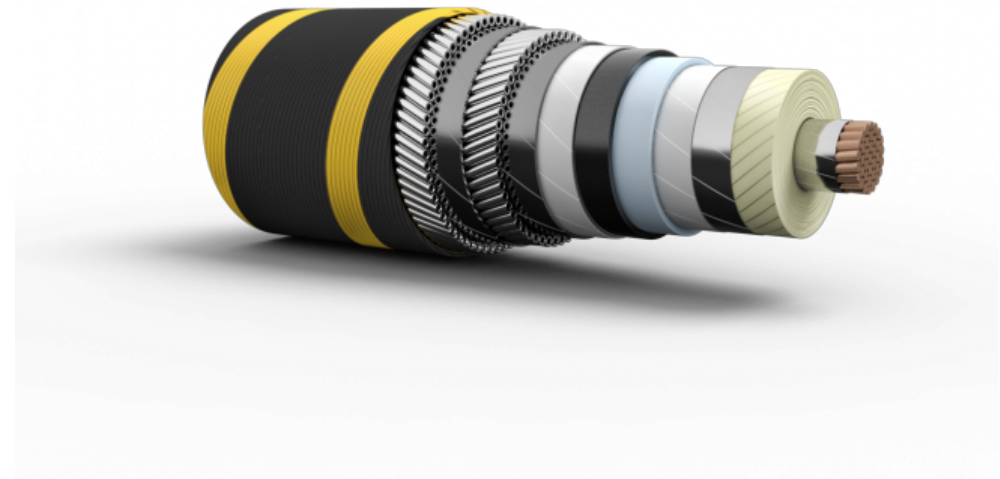
- Det er stor usikkerhet knyttet til prisene relatert til råvarer (kobber, bly, stål, plast, aluminium) og markedssituasjonen ved plassering av kontrakter
- Kostnadsestimater for komponenter er basert på Statnetts egne erfaringer og offentliggjorte kontraktspriser på sammenlignbare anlegg
- Kostestimater er beregnet med utgangspunkt i euro grunnet flere komponenter priset i denne valutaen eller USD. Dette gir usikkerhet mht. valutakurser

Usikkerhet rundt tekniske og prosjektspesifikke valg:

- Det er ikke klarlagt hvilket tilknytningspunkt en radial/hybrid vil tilknyttes. Teknisk løsning og kostnad for DC-trasé på land er ikke vurdert i det grove kostnadsestimatet. Eventuelle forsterkninger av AC-nett på land er ikke inkludert i kostnadsestimatet
- Tilkobling av en havvindpark på 2,8 GW antar vi vil kreve to separate plattformer. Vi antar imidlertid at en 525 kV-konverter på inntil ca 2,2 GW kan bygges på én stor plattform

Forhold som ikke er inkludert i estimatene:

- Byggherrekostnader inkl. byggelånsrenter, og kostnader for markedssystem er ikke inkludert
- Det forutsettes ikke metallisk retur for bipol
- Innkjøringskostnader for en hybrid og tapt inntekt fra vindkraftproduksjon for innkjøring er ikke inkludert
- Det er ikke inkludert for evt. økte kostnader som følge av evt. krav/behov om interoperabilitet eller tilknytning til et fremtidig havnett



Figur: Masseimpregnert HVDC-kabel på 525 kV



Radial til Norge

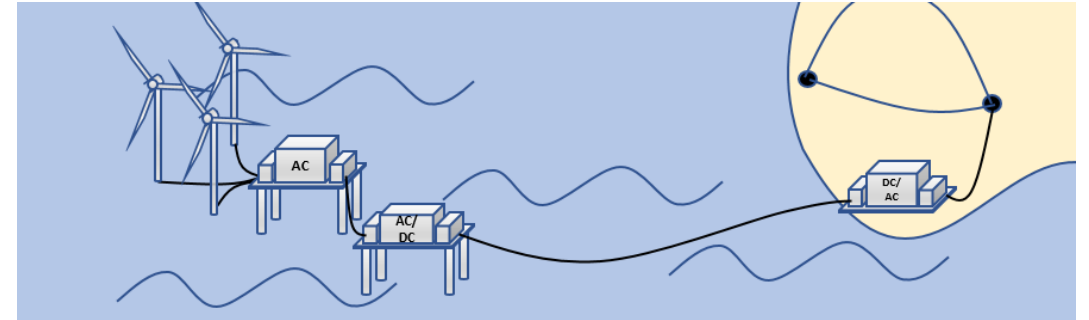
Radiell tilknytning har til nå, i andre land, vært den mest brukte løsningen for tilknytning av havvind, og utbyggingene har i første rekke vært nært land og på grunt vann. For parker nær land – som f.eks. på Utsira Nord – kan radialer bygges med AC-kabler (vekselstrøm). Dersom avstanden til land er lengre, som for Sørlege Nordsjø II er det HVDC (likestrøm) som velges. Radialer nær land med AC-tilknytning er vesentlig billigere enn HVDC-utbygginger langt fra land, og foretrekkes der det er mulig. I [Statnetts kunnskapsgrunnlag om tilknytning av fase 1](#) antar vi at tilknytningsløsningen for Utsira Nord ligger i størrelsesorden 30-50% av rimeligste radielle tilknytning for SNII.

En radiell havvindtilknytning med likestrøm består av de samme tekniske komponentene som en likestrømsforbindelse (HVDC) mellom to land. Forskjellen er at det ene omformeranlegget etableres offshore. For Sørlege Nordsjø II, som har et havdyp på rundt 60-80 meter, innebærer dette bygging av en bunnfast plattform.

Siden en radial kun har én tilknytning til land, vil ikke havvindparkene kunne produsere i perioder med feil eller vedlikehold på kabelforbindelsen. En radial kan heller ikke benyttes til å handle mellom kraftmarkeder når det ikke blåser. For Sørlege Nordsjø II beregner vi en brukstid på ca. 5000 timer i året, eller ca. 57%. Dette gir en lavere utnyttelse av infrastrukturen enn for en hybrid, som vil utnytte ledig kapasitet til handel når det ikke blåser fullt. Siden Sørlege Nordsjø II ligger nesten midt i Nordsjøen er det samfunnsmessig rasjonelt å bygge fremtidige forbindelser ut til dette området for å kobles mot et havnett eller mot andre land.

For en radial er investeringskostnadene avhengig av hvilket tilknytningspunkt som blir valgt for å bestemme blant annet spenningsnivå, lengde på kabler, installasjonskostnad og ulike utfordringer ved landtrasé. Det optimale spenningsnivået for radialen er en avveining mellom kostnad for HVDC-systemet, tap under overføringen, og om det skal bygges inn muligheter for fremtidig utvidelse av radialen. En teknisk-/økonomisk optimalisering må derfor gjennomføres før valg av spenningsnivå. Leverandørsituasjonen kan også påvirke valg av spenningsnivå, da standardisering vil være viktig for at leverandørmarkedet skal lykkes med å levere store volum på kort tid. I kostnadsestimatene ser vi derfor på både monopole 320 kV og bipole 525 kV.

Uavhengig av spenningsnivå er det mulig å knytte til offshore forbruk til AC-siden av en konverterplattform. Dette gir mulighet for å øke installert havvind pr. forbindelse. En HVDC-radial vil også ha mulighet til å forsyne et offshore forbruk fra land når det ikke blåser. Dette er nærmere beskrevet i Statnetts kunnskapsgrunnlag om tilknytning av fase 1.



Figur: Skisse av radiell tilknytning til Sør-Norge

Radial på 320 kV

Radiell overføring av 1400 MW fra Sørlege Nordsjø II kan oppnås med spenningsnivå fra og med 320 kV. Det er etablert mange radialer fra offshore vindkraftproduksjon i Nordsjøen hvor HVDC-systemet er basert på symmetriske monopoler på dette spenningsnivået.

Overføringseffekten på HVDC-forbindelser på 320 kV har økt gradvis og det er i dag forbindelser under utbygging for effektnivå på 1,4 GW. På kabelforbindelsen er det en teknisk begrensning i størrelsesorden 1400 MW på 320 kV. Det kan dermed ikke tilknyttes mer havvindproduksjon på 320 kV ved radielle utbygginger. For å redusere tapene i en 320 kV-kabelforbindelse økes ledertverrsnittet. For en radial på ca. 200 km blir dermed tapene på overføringen være tilnærmet like lave som for en 525 kV-forbindelse.

Radial på 525 kV:

Flere land rundt Nordsjøen jobber for å standardisere nett til havs på 525 kV spenningsnivå. Det vil dermed være en forutsetning å velge 525 kV for å koble sammen flere havvindparker eller bygge nye forbindelser til land. Fordelen med 525 kV er at dette gir lavere tap i overføring av strøm over lange avstander, og en kan redusere ledertverrsnittet i kabelen. I tillegg kan hver konverterstasjon ta imot større mengder havvind – 2 GW eller større. Dette muliggjør utbygging av havvind i større steg. Ulempen med 525 kV er at konverterstasjon og plattform blir en del større på grunn av overgangen til bipole konverterkonfigurasjon og økt krav til isolasjonsavstand. I vårt kostnadsestimat har vi som basisforutsetning at en radial på 525 kV er tilrettelagt for utvidelse på DC-siden.

Radial til utlandet

En radiell tilknytning til et annet land vil ha den samme tekniske løsningen som en radial knyttet mot Norge. Eneste forskjellen er at det er lengre avstand fra Sørlige Nordsjø II (SNII) til andre land enn til Norge. Eneste unntak er til Danmark, som ligger omtrent like langt fra SNII som Norge. Avstanden fra SNII til andre land rundt Nordsjøen varierer fra rundt 200 km til 5-600 km.

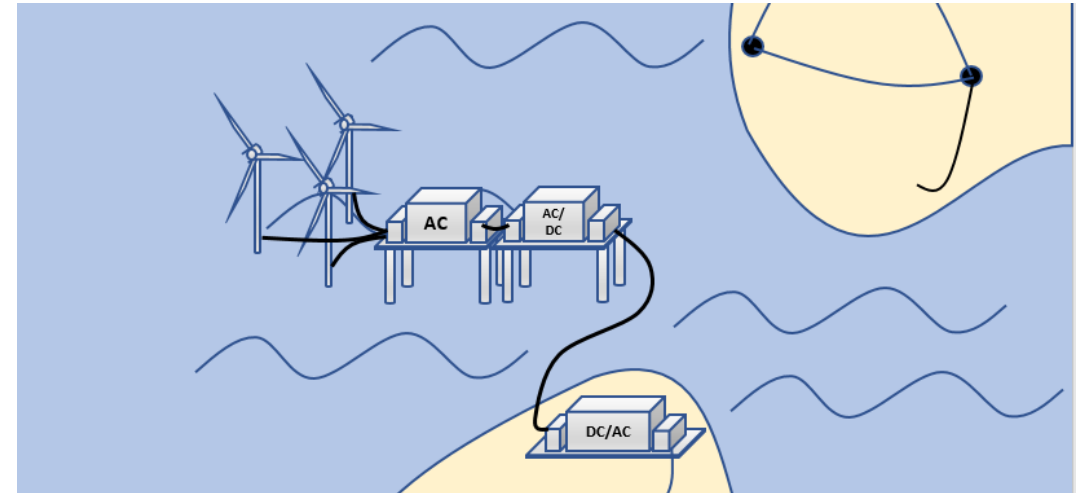
En radial til andre land vil mest sannsynlig baseres på 525 kV

Det er teknisk mulig å bygge en radial mot andre land både på 320 kV og 525 kV-spenningsnivå. Kostnadsfordelen ved 320 kV minker imidlertid med en større avstand både fordi tapene i kablene øker med distansen, og fordi kabelkostnadene utgjør en forholdsmessig større andel av total kostnaden av HVDC-systemet.

Havvindproduksjonen i Sørlige Nordsjø er korrelert med havvindområdene til de andre landene rundt Nordsjøen. Dette gjør at vi forventer at andre land vil prioritere å bygge ut kortere og mer kostnadseffektive radialer fra egne havvindarealer før de ønsker å bygge en radial fra Norge. Utbygging av havvindradialer fra Norge til utlandet kan likevel bli aktuelt om det blir knapphet på havvindarealer nærme land.

Som for Norge, har andre land også en begrensning i tilgjengelige ilandføringspunkter for havvind. Dette er en utfordring som vil øke med mengden havvind som bygges ut i Nordsjøen. For havvindradialer fra Norge er det dermed aktuelt at denne knyttes til eksisterende havvindplattformer i andre lands havområder. Denne infrastrukturen vil mest sannsynlig være på 525 kV spenningsnivå.

Tekniske vurderinger rundt konverterkonfigurasjonen er de samme som for en radial til Norge. For en radial uten metallisk retur må overføringskapasiteten være mindre eller lik dimensjonerende hendelse i landet radialen knyttes til. Siden dimensjonerende utfall i synkronsystemet i Vest-Europa er høyere enn i Norden, er det en mulighet for å knytte til større radialer til dette området. For overføringer over 1400 MW kreves det et spenningsnivå på 525 kV.



Figur: Skisse av radiell tilknytning til et annet land uten tilknytning til Norge

Siden avstanden til andre land er større enn mot Norge, vil investeringskostnadene bli noe høyere enn ved en radial til Norge. Investeringskostnader vil avhenge av hvilket land forbindelsen skal gå til.

Slik som for alternativ 1, vil en radial til utlandet kun ha én tilknytning til land, slik at havvindparkene ikke kan levere kraft til land i perioder med feil eller vedlikehold på kabelforbindelsen.

Vi forventer at kostnadene for en radial til utlandet i utgangspunktet vil dekkes i sin helhet av havvindutbyggeren. Alternativt kan det lages en avtale med landet som kraften er koblet mot, at de subsidierer hele eller deler av utbyggingen.



Radial til to land uten utveksling

OED har i oppdragsteksten bedt NVE og Statnett om å vurdere "vindkraftverk til havs knyttet radielt til Sør-Norge og radielt til et annet land". Med dette forstår vi at selv om det bygges nettløsninger hele veien fra Norge, via vindparken og til et annet land, er det ikke mulig å handle strøm mellom de to fastlandspunktene. Dette konseptet kan gjennomføres teknisk med ulike design, og vi tar her for oss to ulike alternativer.

Alternativ 2 a) Radial til Norge og radial til et annet land

Det mest realistiske alternativet er et design med to separate radialer til hvert land uten en kobling mellom disse. Dersom hele vindparken er på 1,4 GW, kan da hver radial dimensjoneres for 700 MW. Dette krever at vindparken deles elektrisk i to deler med hver sin omformerstasjon offshore. I tillegg vil hvert HVDC-system ha hver sin omformerstasjon på land. Alle fire omformerstasjonene vil være på 0,7 GW. De to HVDC-systemene vil være helt uavhengige, og de to delene av vindparken vil selge kraften til hver sin kraftpris i hvert sitt marked. Synergiene for et slik system er at vindparken og offshore-stasjonene kan installeres samtidig, og at drift og vedlikehold av havvindparken kan samordnes.

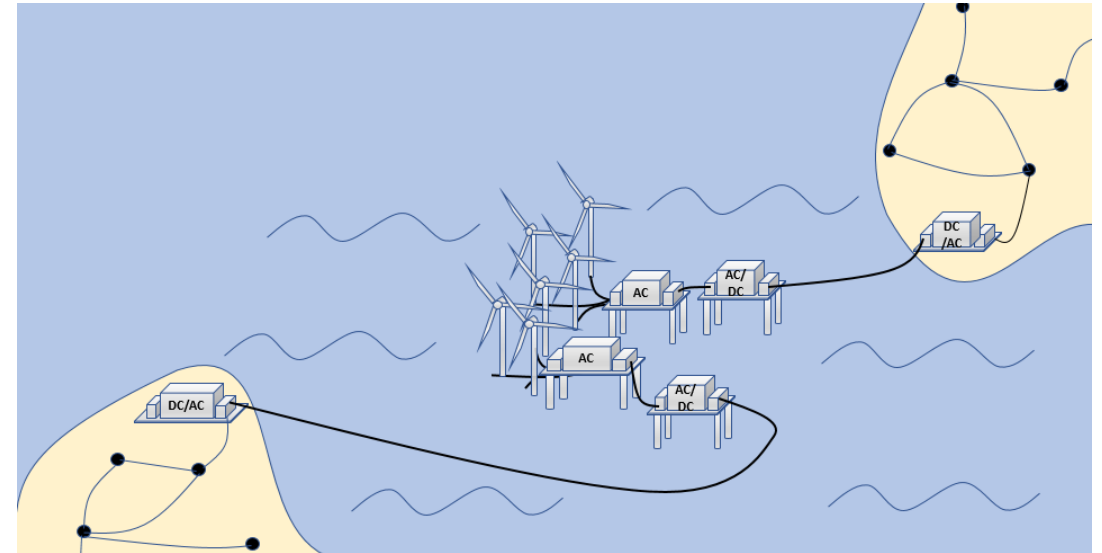
Vi antar at det foretrukne spenningsnivået for 700 MW-radialer vil være 320 kV, også for radialen til et annet land. Det er i dag flere radialer med dette spennings- og effektnivået i operasjon i Nordsjøen.

Alternativ 2b) Teknisk hybrid som driftes uten mulighet for utveksling

Alternativt, hvis vindparken skal ha mulighet til å vekselsvis kunne sende all produsert kraft til kun et av landene, må hele vindparken og omformerstasjonene i hvert land konstrueres som ett HVDC-system. Alternativet krever én offshore omformerstasjon som er koblet til to land via 1400 MW-forbindelser, og to onshore omformerstasjoner. Altså tre HVDC-omformerstasjoner totalt – hver på 1,4 GW. Vi kaller dette alternativet for en "Teknisk hybrid", da den er helt tilsvarende som for en hybrid. Siden løsningen dermed teknisk sett er tilrettelagt for utveksling, forutsetter vi at handel likevel ikke er mulig på grunn av regulering eller konsesjonsvilkår. Den reelle gjennomførbarheten av dette alternativet må vurderes i lys av prinsippet om å gi maksimal kapasitet til markedene i den europeiske reguleringen.

En teknisk hybrid krever færre omformerstasjoner for samme havvindproduksjon, sammenlignet med løsningen med to radialer, men disse vil til gjengjeld være større.

Slik som for alternativ 1 og 3 med radielle løsninger, kan ingen av disse alternativene benyttes til handel mellom kraftmarkeder når det ikke blåser. Uten bidrag fra handelsinntekter til å finansiere investeringen, vil dette gi dyre nettløsninger for havvindaktørene. Dette gir også en dårligere utnyttelse av infrastrukturen og scorer dermed lavt i et bærekraftsperspektiv.



Figur: Skisse av teknisk løsning for havvindpark som er knyttet radielt til Sør-Norge og radielt til et annet land



Alternativer med hybride forbindelser som kan medføre netto import av kraft til Norge

En hybridforbindelse knytter sammen to eller flere land med minst en havvindpark. En hybridforbindelse fra Norge kan også ha sitt endepunkt i en eksisterende havvindpark i et annet land. En hybrid skiller seg fra en radial ved at den fyller to funksjoner: Den overfører kraftproduksjon til land og den benyttes til kraftutveksling. Handel av kraft mellom landene kan skje når produksjonen fra de tilknyttede havvindparkene ikke bruker hele overføringskapasiteten. Dette gir en høyere utnyttelse av infrastrukturen.

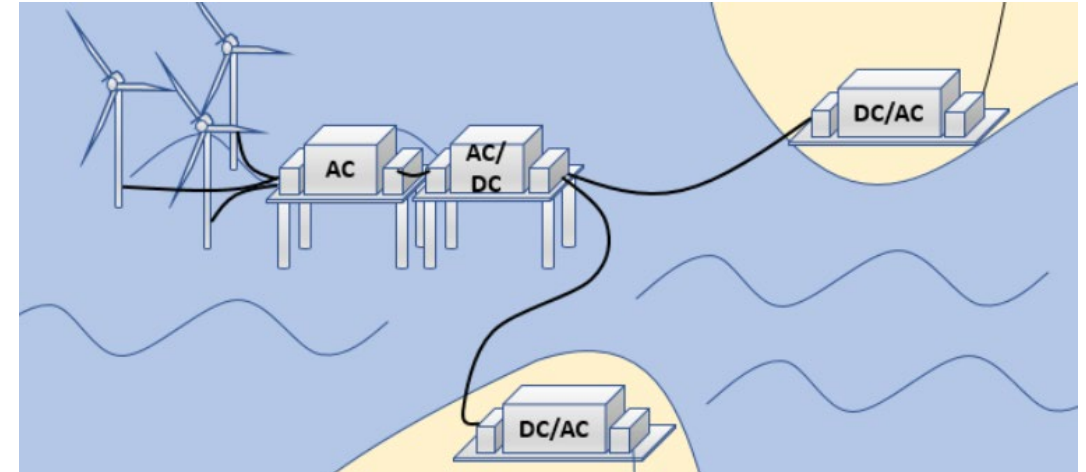
I oppdragsteksten ber OED oss om å vurdere alternativer med hybride forbindelser "som kan medføre netto import av kraft til Norge". Om Norges utveksling med andre land er netto import eller eksport vil avgjøres av kraftbalansen, og ikke av tilknytningsløsningen. Det betyr at i en situasjon med kraftoverskudd i Norge, vil også en utbygging av et vindkraftverk på radiell forbindelse – alt annet likt – føre til økt netto eksport ut av Norge, ved at eksporten øker på andre forbindelser. Men utbygging av havvind – både på radialer og hybrider – vil legge til rette for forbruksvekst i Norge, slik at kraften kan forbrukes i Norge. For en vurdering av hvordan ulike nettløsninger for vindkraft påvirker prisen i Norge, og flyt på våre mellomlandsforbindelser henviser vi til Statnetts [Fagrapport](#) om havvind.

Som for radialer vil hybrider til Sørlige Nordsjø II (SNII) være med vekselstrøm (HVDC). En hybrid i sin enkleste form består av en konverterstasjon i hvert land, en plattform med en offshore konverterstasjon tilknyttet havvindparken og et kabelsystem til hvert land. Siden en hybrid har to kabelsystemer, vil havvindparkene kunne levere kraft til land også i perioder med feil eller vedlikehold på en av kabelforbindelsene. Havvindproduksjonen vil alltid leveres til landet som har høyest kraftpris, men dersom det produseres mer kraft enn det er overføringskapasitet til, vil det overskytende leveres til landet med lavest pris. Dersom produksjonen overstiger den samlede tilgjengelige overføringskapasiteten mot land og forbruk offshore, vil noe av produksjonen måtte stoppes.

Hybridløsninger kan bygges som både 320 kV symmetrisk monopol og 525 kV bipol. En hybrid mellom Norge og aktuelle land rundt Nordsjøen vil kreve betydelige kabellengder og det er derfor en fordel å bygge hybriden for 525 kV-spenningsnivå for å redusere tap og ledertverrsnitt for kablene. I tillegg antar vi at 525 kV-spenningsnivå vil være en forutsetning for å ha mulighet til å kunne utvide en forbindelse mot andre havvindparker eller land, da flere land arbeider med å utvikle en standard på 525 kV spenningsnivå for Nordsjøen. For våre kostnadsestimater for hybrider forutsetter vi kun bipol 525 kV som realistisk alternativ.

Et spenningsnivå på 525 kV åpner også for at konvertstasjonene kan bygges større, helt opp mot ca 2,2 GW. For hybrider uten metallisk retur må overføringskapasiteten mot land være mindre eller lik dimensjonerende hendelse i landene hybriden knyttes til. De nordiske TSOene har startet vurderinger om det i fremtiden vil kunne åpnes for tilknytninger av forbindelser utover 1400 MW med metallisk retur. En slik avgjørelse vil i så fall være en felles nordisk beslutning.

Vi har her vurdert fire ulike hybrid-scenarier, men en kan videre tenke seg hybrider som er knyttet mot flere land eller forbindelser som er asymmetriske med størst kapasitet mot utlandet. For å avgjøre forholdet mellom kapasiteten på havvindproduksjon og kapasiteten mot land, er det nødvendig å gjennomføre samfunnsøkonomiske analyser.



Figur: Skisse av hybrid forbindelse som kan medføre netto import av kraft til Norge

Alternativ 4 a) Hybrid med 1,4 GW havvind og 1400 MW overføringskapasitet til hvert land

Med denne hybriden er det mulig å sende all vindkraften i én retning når det blåser fullt, men også mulighet for handel mellom landene når det ikke er full vindkraftproduksjon.

Alternativ 4 b) Asymmetrisk hybrid med 1,4 GW havvind og 1400 MW overføringskapasitet til Norge og 700 MW til annet land

Denne forbindelsen har større kapasitet mot Norge slik at kraftflyten oftere vil gå til Norge. Når det er over 700 MW vindkraftproduksjon vil noe av kraften alltid gå til Norge – også selv om prisnivået er høyere i det andre landet. Handelskapasiteten mellom landene vil maks være 700 MW, men selv om det alltid vil være mulig å importere kraft når havvindproduksjonen er under 1,4 GW, vil det kun være mulig med eksport når det er under 0,7 GW havvindproduksjon.

Alternativ 4c) Hybrid koblet til 2,2 GW havvind og 1400 MW overføringskapasitet til hvert land

I dette alternativet er konverterstasjonen utvidet til å kunne tilknytte 2,2 GW havvindproduksjon. Denne løsningen har kun mulighet til utveksling mellom landene når det er mindre enn 1,4 GW havvindproduksjon. En kan også tenke seg varianter med større kabelforbindelser mot land.

Alternativ 4 c) Hybrid koblet til 2,8 GW havvind og 1400 MW overføringskapasitet til hvert land

Her er alternativ 4a) utvidet til to offshore konverterstasjoner slik at det er mulig å knytte til dobbelt så mye havvind på samme HVDC-system.

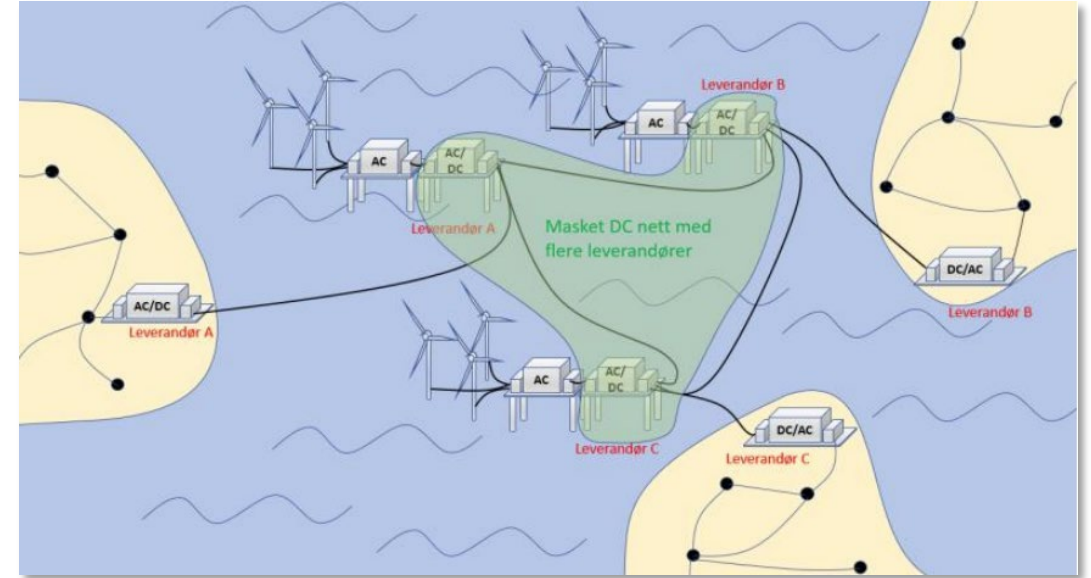
Neste steg er trolig et masket DC-nett til havs

Landene rundt Nordsjøen har ambisjon om å bygge ut omlag 300 GW havvind innen 2050. Vi forventer at en betydelig andel av dette vil kobles sammen i et eller flere maskede DC-nett – et nordsjønett. Det er nå stor aktivitet på mange nivåer for å realisere denne fornybar- og industrisatsingen; myndighetene samarbeider gjennom organisasjonen NSEC og bilaterale samarbeid som Esbjerg-initiativet, TSOene samarbeider gjennom ENTSO-E og også bilateralt, og det er opprettet flere arenaer som Eurobar og North Sea Wind Power Hub hvor TSOer og industrielle aktører samarbeider. I tillegg foregår det viktig arbeid i flere internasjonale FoU-prosjekter som InterOpera, Ocean Grid og HVDC-Wise.

Landene rundt Nordsjøen (med Tyskland, Nederland, Danmark og Belgia i spissen) jobber nå for å standardisere spenningsnivået for ny havvindutbygging på 525 kV. Både TenneT, Energinet og Elia, som ligger lengst fremme i å etablere havvind-hubber og Energjøyer i Nordsjøen legger dette spenningsnivået til grunn for sine investeringer med idriftsettelse rundt 2030. Norge har vært med å legge til rette for denne standarden ved å bruke dette spenningsnivået på flere av våre mellomlandsforbindelser (Skagerrak 4, NordLink og NSL). Storbritannia planlegger også flere nye havvindprosjekter på 525 kV som kan tilknyttes andre offshore noder eller andre land.

Leverandørene arbeider videre med å standardisere konsepter for kabel, konvertere og plattformer for å effektivisere design-, produksjon og installasjonsprosessene. I hovedsak er dette snakk om eksisterende teknologi med et potensial for standardisering og industrialisering for å drive ned kostnader og ledetid i verdikjeden. Dette gjelder blant annet etablering av 525 kV-konverterplattformer på 2-2,2 GW, noe som gir grunnlag for utbygging av havvind i større steg enn i dag. For å knytte sammen flere havvindparker i et nettverk arbeidet det også for å kostnadseffektivisere løsninger for DC-brytere og metallisk retur. For å muliggjøre tilknytning av flere havvindparker med ulike leverandører av HVDC-teknologi er arbeidet med interoperabilitet sentralt.

Fleire land arbeider nå med å etablere Energjøyer som knytter sammen flere havvindparker og har tilknytninger til flere land. På sikt er det i tillegg planer om å knytte offshore forbruk, som hydrogenproduksjon, til disse øyene. Energjøyene kan bygges på nye eller eksisterende øyer, eventuelt som en eller flere plattformer. Energinet etablerer to slike øyer i Danmark, både på Bornholm i Østersjøen og i Nordsjøen omkring 80 km fra Sørlige Nordsjø II. Siden flere land har



Figur: Skisse av mulig havnett med HVDC-installasjoner som er koblet mot flere havvindparker og land

en begrensning i ilandføringspunkter, vil det være aktuelt for Norge å koble seg til slike Energjøyer hvis vi ønsker å koble norsk havvind mot andre land. Dette gir både mulighet for handel når det ikke blåser og mulighet for import av kraft til Norge.

Det er også mulig å knytte sammen nærliggende havvindparker på AC-siden. I vårt Kunnskapsgrunnlag for fase 1 på Sørlige Nordsjø beskriver vi at det er mulig å knytte til en mindre andel offshore forbruk til en havvindpark til en relativt lav kostnad. For å koble til større mengder forbruk kreves det større og mer kostbare tiltak. Dette kan være aktuelt for storskala offshore hydrogenproduksjon eller en sammenkobling av to havvindparker for å gi redundans mot land. For hybride løsninger anser vi sammenkobling av havvindparker på AC-siden som uheldig da det gir vesentlig større tap ved overføring av kraft mellom land.

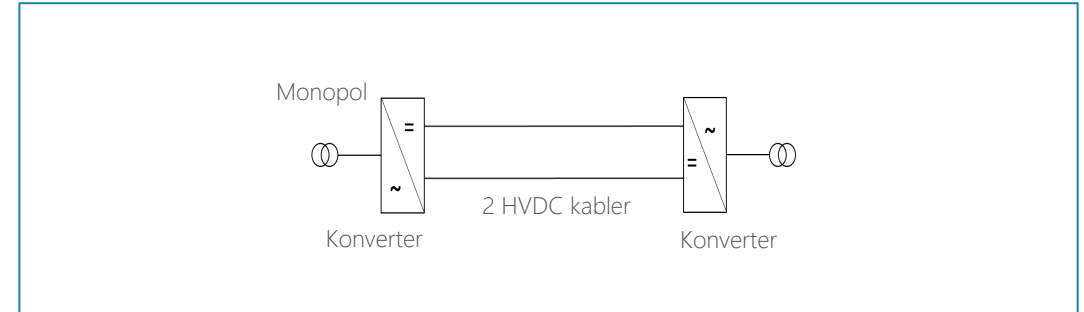


VEDLEGG 1:

Relevante HVDC-konfigurasjoner

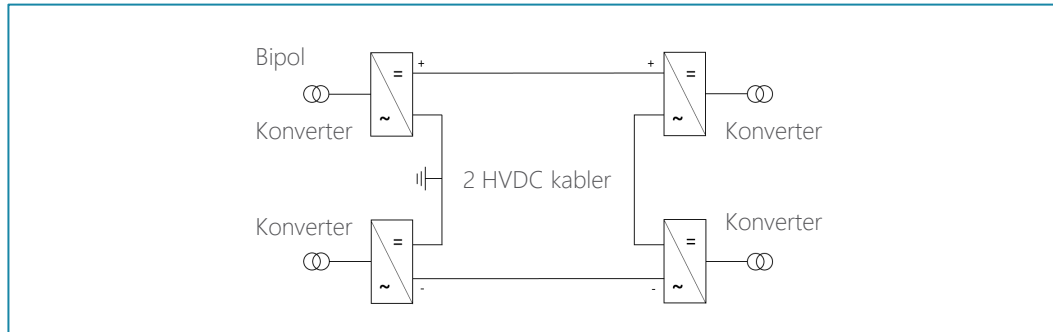
HVDC (High Voltage Direct Current) betyr likestrøm og velges når strøm skal transporteres over lange avstander.

Et HVDC-system består av en konverter mellom vekselstrøm (AC) og likestrøm i hver ende og med minst to likestrømskabler i mellom. Konverterstasjonen kan stå på land, tilknyttet transmisjonsnett på land, eller til havs. En konverter kan ha en (*monopol*) eller to (*bipol*) poler på hver side. En offshore konverterstasjon kan både være tilknyttet produksjon og forbruk på AC-siden, og på DC-siden kan den knyttes til andre havvindnoder og/eller andre land.



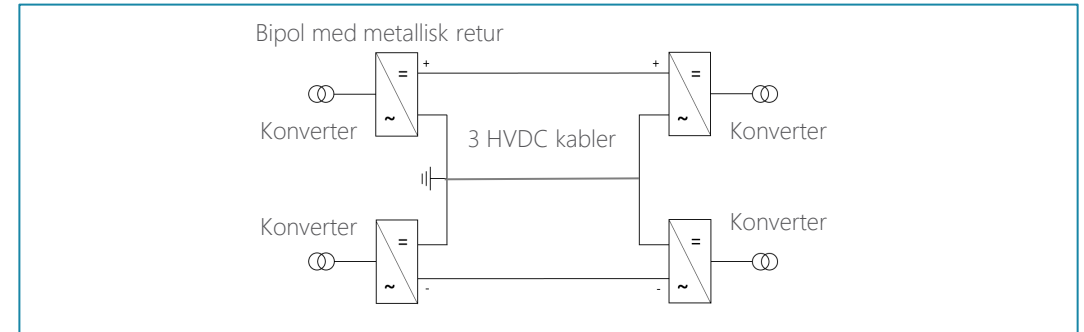
Monopol

Monopol har samme +/- spenning på begge kabler. Ved feil på kabel eller konverter kan ikke HVDC-forbindelsen driftes.



Bipol

Bipol har samme +/- spenning på begge kabler. En bipol kan driftes ved en enkelt feil på en konverter ved å koble om og driftes på halv kapasitet som en monopol. Ved kabelfeil finnes det ingen returvei for strømmen og HVDC-forbindelsen kan ikke driftes.



Bipol med metallisk returkabel

Bipol har samme +/- spenning på begge pol-kablene og en nøytral- returkabel. En bipol kan driftes ved en enkelt feil på en konverter eller kabel, da driftes dens om en monopol sammen med returkabelen.



VEDLEGG 2:

Forutsetninger om forbruk og produksjon som ligger til grunn for vurderinger om nettbehov på land

I analysen tar vi utgangspunkt i markedsforutsetningene slik de er beskrevet i basisdatasettene for 2030 og 2040 fra vår siste langsiktige markedsanalyse (LMA) fra 2020 og den påfølgende Analyse av transportkanaler fra 2021. De fleste simuleringene er imidlertid med 2040 som utgangspunkt.

Datasettet for 2030 er preget av et høyt overskudd i Sverige og fortsatt høyere priser i Europa, som fører til spesiell høy flyt fra Sverige mot Norge og høy eksport til kontinentet. I 2040-datasettet er utviklingen mer balansert, det er mer forbruk generelt i Norden og prisene mellom Norge og kontinentet er likere. Det siste året har energiomstillingen akselerert både i Norge og i Europa med tanke på volum forbruksplaner og overgangen til fornybare energikilder. Vi mener 2040-datasettet fra LMA derfor er mer representativt for en tidsperiode mellom 2030-2035 og det er dette vi har valgt å fokusere på i vår analyse. Det vil imidlertid trolig være en lang periode med høyt overskudd i Sverige først.

Selv om utviklingen i Europa har betydning, er det uansett utviklingen lokalt i forbruk og havvind som er de viktigste driverne for nettbegrensningene og nettbehovet på land. Vi har derfor utarbeidet et regionalt scenario med en høyere, men realistisk utvikling innen forbruk og havvind innenfor analyseområdet basert på utviklingen vi ser. Under har vi oppsummert endringene vi har gjort fra LMA/ATK i Basisdatasettet. Forutsetninger om annen produksjon enn havvind er ikke endret. Vi presiserer at basisdatasettet kun er et utgangspunkt og ikke et forventningsscenario. Vi har derfor simulert mange ulike sensitiviteter og varianter. Vi har for eksempel sett på opp til 150 TWh forbruk i NO1, NO2 og NO5 som er en økning på ca. 60 TWh fra i dag. Altså en økning på opp mot 70 %. Av disse 60 TWh er over 20 TWh lagt på Østlandet øst for Grenlandsnittet. Og at vi har gjort det i kombinasjon med opptil 4,2 GW i Sørlig

Nordsjø II. Og totalt 7 GW vind til havs i Sør-Norge hvis man tar med Utsira og Trollvind.

Det er ikke slik at vi nødvendigvis tror at forbruket i Basis og utover dette vil komme uansett hva som skjer. Det er avhengig av at det kommer ny produksjon og at vi bygger nett – og dette blir mer viktig desto større veksten er.

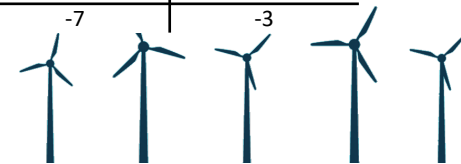
Basisdatasett

- ~3500 MW (30 TWh) økt forbruk NO2
- 4,2 GW (20 TWh) havvind i NO2
 - 2,8 GW Sørlige Nordsjø II tilknyttet Sørlandet (Kvinesdal og Kristiansand). 1,4 GW som radial (fase 1), 1,4 GW som hybrid (fase 2).
 - 1,4 GW radial Utsira Nord tilknyttet på Haugalandet.
- Oppgradert nett:
 - 420 kV Lyse-Fagrafjell
 - 420 kV Sauda-Samnanger
 - Reinvestering av Skagerak 1&2-kablene på 700 MW

Viktigste sensitiviteter

- Størrelsen på forbruket: 2200 MW forbruk i NO2, 5000 MW forbruk i NO2
- Geografisk plassering av forbruket: Flyttet 500-1000 MW fra Sørlandet til Telemark i Basis
- Kapasitet NO1-SE3
- Fase 2 som radial
- Tilknytningspunkt for fase 1 og fase 2
- Ulike nivå av havvind opp mot 7,6 GW i Sør-Norge (4,2 GW havvind fra SNII, 1,4 GW Utsira, 2 GW i BKK)
- Med og uten Utsira Nord og SK12

BASIS	NO1	NO2	NO5	Sør-Norge	Norge
Produksjon (TWh)	26	75	27	128	195
Forbruk inkl. nettap (TWh)	47	65	23	135	198
Balanse (TWh)	-21	10	4	-7	-3



VEDLEGG 2:

Forutsetninger om forbruk og produksjon som ligger til grunn for vurderinger om nettbehov på land (2)

1) Intakt nett vs. revisjoner

Hver enkelt revisjon krever et eget sett med overføringskapasiteter for hele Sør-Norge, analysebehovet for dette er uoverkommelig stort. Vi simulerer derfor kun med intakt nett. Dette er en forenkling som undervurderer graden av flaskehals i revisjonsperioden, som typisk er i sommerhalvåret. Utkoblinger av så å si alle 420 kV-ledninger inn til og internt i NO2 vil gi redusert kapasitet i nettet. Generelt ønsker vi i revisjonssesongen å ha mulighet til å koble ut hvilken som helst ledning i nettet, og fremdeles tåle utfall av en annen komponent i systemet (N-1-1). Da kan det oppstå flaskehals selv om overføringen er under grensene ved intakt nett. Det gjør at våre simuleringer vesentlig underdriver flaskehalsene, spesielt i sommerhalvåret. En hybrid vil øke belastningen i nettet om sørover, mens en radial vil potensielt kunne avlaste. En hybrid kan dermed gi større flaskehals i nettet i revisjonssesongen. Begrensingene ved revisjoner må til dels løses ved å sette ned kapasiteten mellom NO1 og NO2 og/eller på forbindelsene til utlandet direkte, slik som vi gjør i dag. Revisjoner kan også gjøre at det oppstår flere flaskehals ved import og nordoverflyt i sommerhalvåret – da kan både radial og hybrid øke begrensningene. Vi mener imidlertid dette vil være håndterbart.

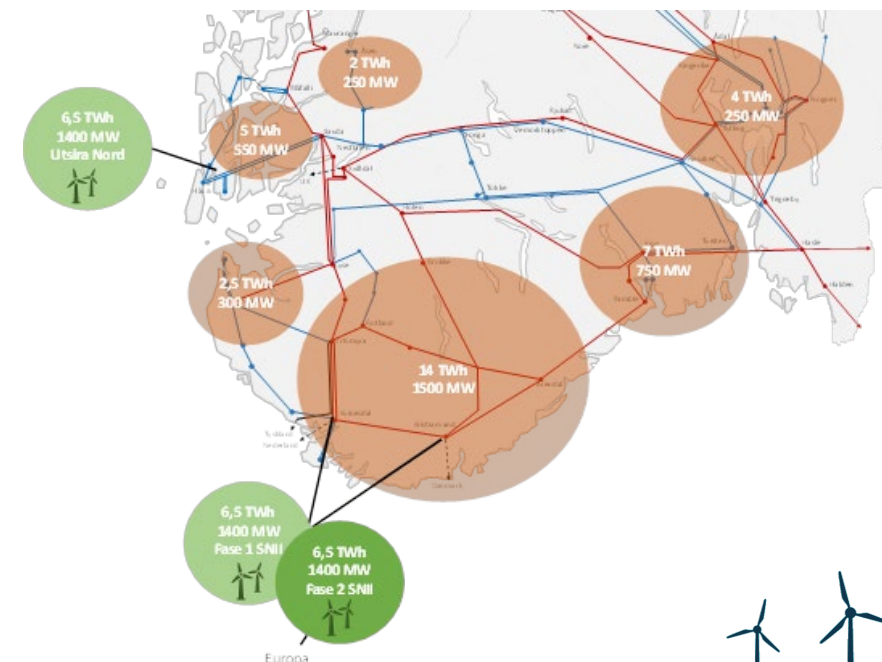
2) Forbruksvekst i øst er sentral driver for ny ledning i Østre korridor, men havvind driver også behovet

Både forbruk og havvind øker flyten mellom Sør og Østlandet – og bidrar til å øke flaskehalsene og behovet for å bygge ut nettet. Men mer forbruk i Telemark og Østlandet har en mer alvorlig virkning da dette etter hvert gir effektknapphet og forbruksreduksjoner i NO1 og Telemark. Mer havvind gir i hovedsak lavere priser på Sørlandet, og selv om dette også påvirker prisforskjellene og nytten av å bygge ut nett er virkningen mindre alvorlig enn med forbruksveksten. Derfor sier vi at forbruk er en sterkere driver. Men begge påvirker som sagt og begge er drivere for å bygge ut nettet. Og vi mener at det er realistisk med såpass mye forbruk og produksjon i sum

her at det er nødvendig å forsterke. Samtidig kan man også si at det vil bli mindre vekst i både forbruk og produksjon om man ikke bygger nett.

3) Østre korridor og hybrid ved ulike forbruksscenarioer

En hybrid i fase 2 til Grenlandsområdet gir i stor grad samme virkning på flaskehals og priser som en ny ledning i Østre korridor. Men det vil ta lengre tid og det er trolig ikke noe billigere å etablere en hybrid enn å bygge ny ledning – blant annet. Vi mener derfor det er god grunn til å tenke at en ny ledning på land er best / mest gjennomførbart for å legge til rette for en høy men realistisk vekst i forbruk og havvind. Men vi tar hybridalternativet videre inn i KVV'en – som vi må nevne at områdeanalysen er en sentral del av.



Figur: Vekst i havvind og industriforbruk i NO2 og NO1 i Basis

