
Veikart til lønnsom havvind



Publiseringsdato

30.10.2023

Om prosjektet

Prosjektnummer: FBN-23-04
Prosjektnavn: Veikart til lønnsom havvind
Oppdragsgiver: Fornybar Norge

Om rapporten

Rapportnavn: Veikart til lønnsom havvind
Rapportnummer: 2023-14
ISBN-nummer: 978-82-8368-130-7
Tilgjengelighet:

Prosjektbeskrivelse

Norge står overfor en periode med sterk vekst i etterspørselen etter kraft. Veksten kommer både som følge av elektrifisering av eksisterende bedrifter for å kutte utslipp og gjennom etablering av nye grønne kraftintensive industrier. For å møte denne etterspørselsveksten er det helt nødvendig med store investeringer i ny produksjonskapasitet. Havvind vil være en nøkkelteknologi på produksjonssiden. THEMA har med denne bakgrunnen utarbeidet et veikart for lønnsom havvind, som tar for seg hvordan en fornuftig utbygging av havvind over tid kan bli lønnsom.

Prosjektteam

Kontaktperson

Marius Holm Rennesund
mhr@thema.no
996 49 610



Bidragstere (alfabetisk)

Åsmund Jenssen

Øystein Sand

Pedro Vicente

Om THEMA Consulting Group

Postadresse: Øvre Vollgate 6
Besøksadresse: Nedre Vollgate 9
0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

INNHold

1	Behov for å finne løsninger for havvind som er lønnsomme samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk	3
2	Kostnadene for havvind har økt det siste året, men forventes å falle igjen	4
2.1	Kostnaden for umodne teknologier er forventet å falle mer enn for modne	4
2.1.1	Havvind har hatt et markant kostnadsfall siden 2010	4
2.1.2	De siste par årene har kostnadene økt.....	4
2.1.3	Vi forventer at kostnadene igjen vil falle fra omkring 2025	4
3	Det gir høyest samfunnsøkonomisk nytte å bygge store hybride havvindløsninger	6
3.1	Vi har sett på en rekke ulike nettløsninger for å illustrere hovedeffekten av havvind	7
3.1.1	Forskjeller i prisnivå og -struktur påvirker resultatene.....	7
3.1.2	Vi får høyest oppnådd pris med en sterk kobling mot andre land.....	8
3.1.3	Vi får størst prisreduksjon i Norge med en radial.....	8
3.1.4	Effekten på produsent- og konsumentoverskuddet avhenger av effekten på kraftprisene.....	8
3.1.5	Flaskehalsinntektene øker mest med relativt store hybridløsninger.....	9
3.1.6	Oppsummering: Den totale samfunnsøkonomiske nytten er størst i de store hybridløsningene.....	9
3.1.7	Både utviklingen globalt og i Norge påvirker norske aktørers vilje til å satse på havvind.....	10
4	Markedsdesign og regulering er viktig for å oppnå en effektiv kraftflyt og en hensiktsmessig fordeling av inntekter og kostnader	11
4.1	Markedsdesign skal legge til rette for å minimere produksjonskostnader og utnytte nettet optimalt.....	11
4.1.1	Offshore budområder gir den mest effektive utnyttelsen av nettet	11
4.1.2	Offshore budområder flytter inntekter fra kraftprodusenten til netteier.....	12
4.2	Reguleringen skal bidra til samsvar mellom inntekter og kostnader	12
4.2.1	En løsning er omfordeling av flaskehalsinntekter, men nåværende regulering vanskeliggjør det	12
4.2.2	RME anbefaler ikke endringer i reguleringen av flaskehalsinntekter	13

Sammendrag og konklusjoner

Våre analyser viser at kostnadene for havvind har falt drastisk de siste ti årene, men at vi nå opplever en kostnadsøkning som antakelig vil bli reversert fra midten av 20-tallet. Videre ser vi at de samfunnsøkonomiske nyttevirkningene av havvind vil være størst ved å bygge ut hybride løsninger framfor radiale tilknytninger. Til slutt konkluderer vi med at det er grunn til å vurdere nærmere om flaskehalsinntekter kan benyttes som et verktøy for å bidra til bedriftsøkonomisk lønnsomhet i havvindparker som bygges som en del av hybridprosjekter.

I dette notatet diskuterer vi sentrale forutsetninger for lønnsomhet ved havvindproduksjon, både i bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk forstand. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten avhenger av kostnadsutviklingen til teknologien, salgsverdien til kraften, flaskehalsinntekter fra handel i tilfeller med flernasjonale tilknytninger, produsent- og konsumentoverskuddet fra kraftforbruket på land og valg av nettløsning. Sentralt for den bedriftsøkonomiske lønnsomheten for investorer i havvindparker er inntektene fra kraftsalg og kostnadene for havvind og nett, reguleringen av havnettet og markedsdesign.

Kostnadene for havvind har falt med rundt 40 prosent fra 2010-2021. Samtidig har teknologiutviklingen muliggjort økte kapasitetsfaktorer, som igjen har resultert i en betydelig lavere LCOE (nåverdiskostnad for energiproduksjon). I perioden 2010 til 2021 ble det observert en gjennomsnittlig LCOE-reduksjon på 60 prosent.

Bildet endret seg imidlertid i 2021/22, da vi så en prisøkning. Dette skyldes i stor grad den høye globale inflasjonen og økte rentenivåer. Kostnadene for vindturbiner har økt med opptil 38 prosent på bare to år, fordi høyere energipriser slår inn i produksjonen av viktige byggematerialer som stål og sement, samt de økte rentenivåene.

Vi forventer at når energiprisene normaliserer seg, og forsyningskjedene stabiliserer seg, vil kostnadene for materialer som har stor påvirkning på kostnadene for vindturbiner, også stabilisere seg.

De samfunnsøkonomiske nyttevirkningene av havvind vil ifølge våre analyser være størst ved å bygge ut hybride løsninger

framfor radiale tilknytninger. Vi ser at den samlede nytten er størst i de løsningene som har størst prisvirkninger i Norge og gir mest ny overføringskapasitet. Gitt et kraftoverskudd i 2040 vil en økning i strømprisene gi størst økning i netto nytte. Mer overføringskapasitet gir større flaskehalsinntekter samlet sett, dvs. etter at det er tatt hensyn til reduserte flaskehalsinntekter på eksisterende mellomlandsforbindelser.

Det er viktig at markedsløsningene til havs utformes slik at verdiene blir størst mulig. Reguleringen bør bidra til en fordeling av inntekter og kostnader mellom aktørene slik at samfunnsøkonomisk lønnsomme hybridprosjekter kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomme for alle parter. Sentralt er diskusjonen om egne budområder til havs vs. tilknytning til et hjemmemarked, noe som vil ha implikasjoner for prissignaler og gi fordelingsvirkninger. Modellbaserte og teoretiske analyser viser at offshore budområder gir den mest effektive utnyttelsen av infrastrukturen. En sentral utfordring med offshore budområder er imidlertid at løsningen tenderer til å flytte inntekter fra kraftprodusenten til netteier.

I et hybridprosjekt består den samlede økonomiske verdien i summen av flaskehalsinntekter og kraftsalg. For å skape tilstrekkelig bedriftsøkonomisk lønnsomhet for alle parter i et hybridprosjekt når det er uavhengige eiere av nett og havvindpark, er en mulig løsning å omfordele flaskehalsinntektene.

Omfordeling av flaskehalsinntekter er imidlertid ikke uten videre mulig med dagens EU-regulering av flaskehalsinntekter. Flere myndigheter og aktører i EU og Norge har tatt til orde for at omfordeling av flaskehalsinntekter ikke er et egnet virkemiddel for å sikre lønnsomhet i havvindparker som del av

Veikart til lønnsom havvind

hybridprosjekter. Blant annet begrunnes dette ved å vise til at omfordeling innebærer en form for støtte til havvind som i stedet bør gis på andre måter. Vår vurdering er imidlertid at det er grunn til å se på dette spørsmålet på nytt. Et sentralt poeng er at omfordeling av flaskehalsinntekter ikke uten videre kan betraktes som støtte. Havvindparker og hybridnett er gjensidig

avhengige investeringer der inntektsstrømmene ikke kan ses separat, men påvirkes av markedsdesign og valg i systemdriften. Videre kan spørsmålet om fordeling av flaskehalsinntekter ikke ses uavhengig av hvem som dekker kostnadene i havnettet.

1 Behov for å finne løsninger for havvind som er lønnsomme

samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk

Norge står overfor en periode med sterk vekst i etterspørselen etter kraft. Veksten kommer både som følge av elektrifisering av eksisterende bedrifter for å kutte utslipp og gjennom etablering av nye grønne kraftintensive industrier.

For å møte denne etterspørselsveksten er det helt nødvendig med store investeringer i ny produksjonskapasitet de neste tiårene. Havvind vil være en nøkkelt teknologi på produksjons-siden. De første utlysningene av eksklusive arealer er kommet i 2023, og fram mot 2040 har regjeringen en erklært ambisjon om å lyse ut arealer for 30 GW havvindproduksjon. Den siste tiden har imidlertid fokuset i den offentlige debatten vært på at havvind er for dyrt og har for lav markedsverdi, og at havvind derfor vil kreve store subsidier. Det hevdes også at prosjektene ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

På denne bakgrunnen har Fornybar Norge bedt THEMA om å analysere sentrale faktorer som påvirker lønnsomheten av havvind. Med lønnsomhet sikter vi her til både den samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske lønnsomheten av havvindprosjekter på norsk sokkel.

I dette notatet dokumenterer vi analysen som er gjennomført og peker på hvilke forutsetninger som må være oppfylt for at havvindprosjekter kan bli samfunnsøkonomisk lønnsomme. Vi ser spesielt på kostnader i kapittel 2 og inntektene fra kraftsalg og handel med kraft, samt innenlandske prisvirkninger, i kapittel 3. Deretter drøfter vi i kapittel 4 hvordan markedsdesign og regulering kan bidra til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter blir bedriftsøkonomisk lønnsomme.

Med *samfunnsøkonomisk lønnsomhet* sikter vi i dette notatet til verdien av salg av kraft fra havvindparker i markedet og flaskehalsinntekter fra handel med kraft i de tilfellene hvor havvindparkene bygges ut som hybridprosjekter med tilknytning til flere land. I tillegg må det tas hensyn til endringer i flaskehalsinntekter på eksisterende forbindelser og produsent- og konsumentoverskuddet fra produksjon og forbruk av kraft på land. Inntektene fra kraftsalg og handel med kraft avhenger av hvilke nettløsninger som velges, der spørsmålet om hybridprosjekter kontra radielle tilknytninger til Norge er sentralt. Endelig må kostnadene ved havvindparkene og nettutbygging til havs og nettførsterkninger på land trekkes fra. Kostnadsutviklingen over tid er et nøkkelspørsmål her, i tillegg til mulighetene for å etablere en norsk havvindindustri med tilstrekkelig skala til å være kostnadseffektiv.

Den *bedriftsøkonomiske* lønnsomheten for investorer i havvindparker avhenger av inntektene fra kraftsalg og kostnadene i havvindparkene, samt kostnadene i nettet som må dekkes gjennom tariffen og anleggsbidrag. Reguleringen av havnettet og markedsdesign (særlig hvilket budområde havvindparkene skal være en del av) er viktige faktorer som påvirker lønnsomheten for havvindparkene. For netteier avhenger lønnsomheten av inntekter fra tariffen og anleggsbidrag og flaskehalsinntekter, der organiseringen og den økonomiske reguleringen av netteier legger føringer for det samlede inntektsnivået og kostnadsfordelingen mellom havvindparker og nettkundene på land. Vi legger til grunn at havvindparker og nettanlegg (med unntak av internt nett i havvindparkene) eies av uavhengige aktører.

2 Kostnadene for havvind har økt det siste året, men forventes å falle igjen

Kostnadene for en rekke fornybarteknologier har steget de siste par årene etter en lang periode med kostnadsreduksjoner. I dette kapittelet diskuterer vi hovedgrunnene til kostnadsøkningen og hva som skal til for at kostnadene igjen faller.

2.1 Kostnaden for umodne teknologier er forventet å falle mer enn for modne

2.1.1 Havvind har hatt et markant kostnadsfall siden 2010

I henhold til læringskurveteorier vil kostnadene for umodne teknologier falle raskere enn for mer modne teknologier. Dette har også vært tilfellet for havvind, som i et globalt perspektiv har hatt et kostnadsfall på 2 mill. euro per MW, fra 4,9 mill. euro per MW i 2010 til 2,9 mill. euro per MW i 2021. Dette tilsvarer en nedgang på rundt 40 prosent i løpet av en tiårsperiode. Til sammenligning hadde landbasert vindkraft i samme periode en nedgang på rundt 35 prosent. Kostnadsfallet skyldes hovedsakelig at forsyningskjedene har blitt mer effektive og markedene mer modne. Samtidig har teknolog utviklingen muliggjort økte kapasitetsfaktorer, som igjen har resultert i en betydelig lavere LCOE (nåverdikostnad for energi-produksjon). I perioden 2010 til 2021 ble det observert en gjennomsnittlig LCOE-reduksjon på 60 prosent.

2.1.2 De siste par årene har kostnadene økt

Bildet endret seg imidlertid i 2021/22, da vi, i motsetning til den generelle trenden, så en prisøkning. Dette skyldes i stor grad den høye globale inflasjonen og økte rentenivåer. Kostnadene for vindturbiner alene har økt med opptil 38 prosent på bare to år¹. Kostnadene har hovedsakelig økt på grunn av høyere energipriser som slår inn i produksjonen av viktige bygge-

materialer som stål og sement, samt økte rentenivåer. Vi ser også at det har vært utfordringer i flere deler av forsyningskjeden. Blant annet har markedet for spesialisert arbeidskraft og tjenester vært svært stramt.

Vi forventer imidlertid at når energiprisene normaliserer seg, og forsyningskjedene stabiliserer seg, vil kostnadene for materialer som stål og sement, som har stor påvirkningen på kostnadene for vindturbiner, også stabilisere seg.² Det er normalt slik at det tar noe tid før kostnadsendringer forplanter seg i forsyningskjeden og IEA rapporterer allerede nå at kostnaden for en del viktige råvarer i produksjon av turbiner har begynt å falle.

Kostnadsøkningene vi har sett er imidlertid ikke begrenset til offshore vind eller fornybar energi. Vi ser at kostnadene for energi (LCOE) fra fossile brenslere sannsynligvis har økt enda mer enn for fornybare energikilder, noe som betyr at gass- og kullbasert elektrisitet mister konkurransevnen mot vind- og solenergi.

2.1.3 Vi forventer at kostnadene igjen vil falle fra omkring 2025

Til tross for utviklingen de siste par årene, forventer vi at kostnadene for havvind igjen vil falle som følge av økt installert effekt (skala), økt teknologimodenhet og videreutvikling av markedet og verdikjedene.

På grunn av stordriftseffekter, ettersom både teknologiene og markedene modnes, forventes offshore vindkostnadene å synke betydelig rundt 2030, langt inn i 2040, og først begynne å stabilisere seg fra 2045 og utover.

Det forventes at standardisering av produksjons- og installasjonsprosesser vil bidra til å redusere CAPEX og at

¹ IEA (2022): World Energy Investment 2022

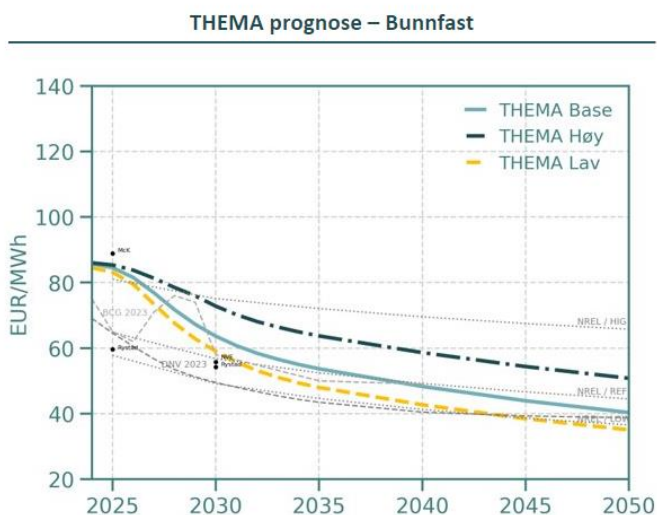
² IEA (2022): World Energy Investment 2022

driftserfaring også vil bidra til å redusere OPEX. Bruk av stadig større turbiner og utnyttelse av mer vindfulle havområder vil øke kapasitetsfaktorene. Dette forventes å redusere LCOE for havvind betydelig fra i dag og frem til 2050. Videre kan auksjoner med sterk konkurranse også bidra til å redusere de totale kostnadene. Det forventes at havvind vil være lønnsomt uten subsidier en gang før 2040.

Det er altså flere faktorer som kan bidra til større kostnadsreduksjoner enn for mer modne teknologier:

- Større og mer effektive turbiner

Figur 1 Forventet kostnadsutvikling for havvind

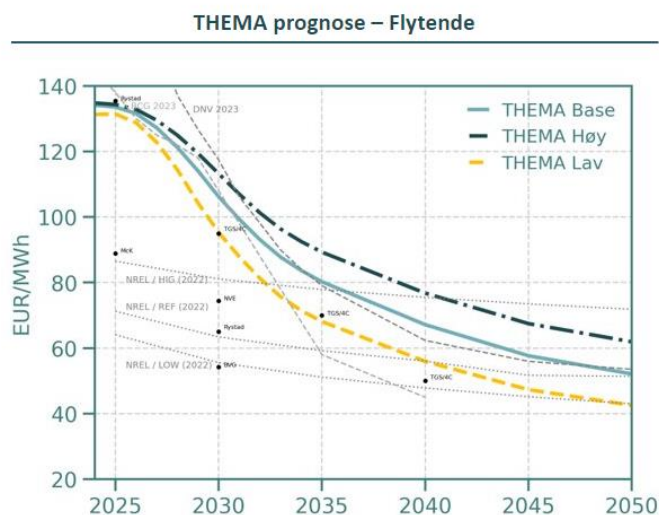


Som vi ser i Figur 1 forventer vi at kostnaden for havvind vil falle etter 2025 som følge av at markedet modnes og verdikjeden utvikler seg. Et betydelig fall forventes å inntreffe rundt 2030 og fortsette til 2040-2045, før kostnadene stabiliserer seg. For flytende havvind kan en LCOE på rundt 50-60 euro per MWh nås innen 2050, noe som kan gjøre teknologien konkurransedyktig med bunnfast havvind.

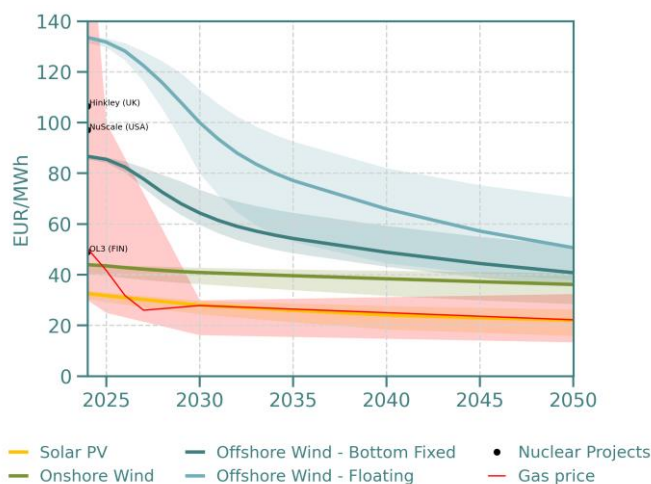
Som det kommer frem av Figur 2 vil kostnadsdifferansen til andre fornybare kilder gradvis minke mot 2050.

- Mer strømlinjeformede prosesser og fallende teknologikostnader
- Økt konkurranse
- Mer etablerte forsyningskjeder
- Med et større marked vil det være rom for å bygge en flåte med spesialskip for installering, osv.

De største identifiserte risikoene for forsyningskjeden er den nødvendige havneinfrastrukturen og tilgjengeligheten av installasjonsskip, samt kapasitet til å håndtere de nødvendige installasjonsvolumene.



Figur 2 Forventet kostnadsutvikling for havvind målt mot andre teknologier

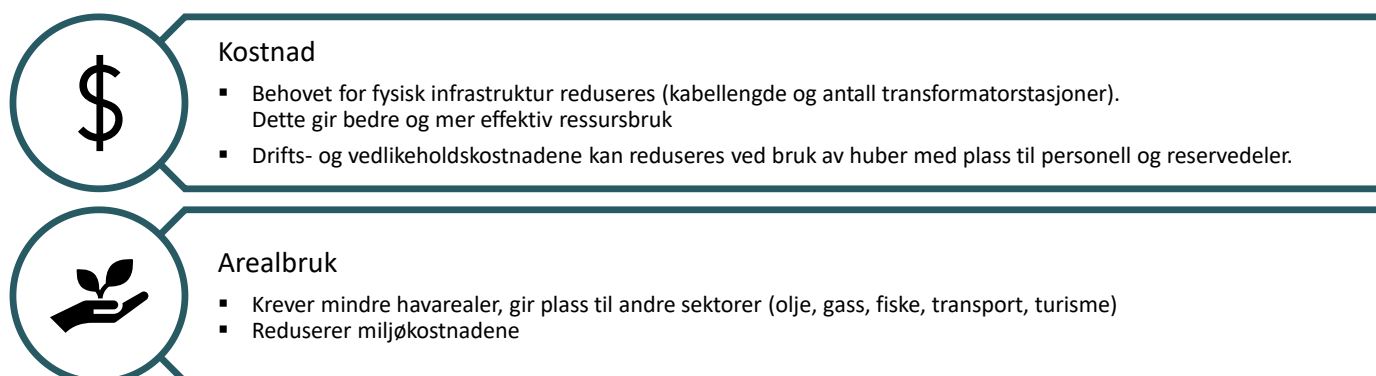


3 Det gir høyest samfunnsøkonomisk nytte å bygge store hybride havvindløsninger³

Det har vært mye diskusjoner om havvindparkene på norsk sokkel skal tilknyttes fastlandet via radialer, dvs. kabler som kun går til Norge eller om det skal åpnes for at man også skal kunne knytte parkene til flere land. I dette kapittelet diskuterer vi den samfunnsøkonomiske nytten av ulike tilkoblingsløsninger og viser at store hybride havvindløsninger gir størst nytte.

Figur 3 *Kombinasjonen av produksjon og mellomlandsforbindelser øker kostnadseffektiviteten og reduserer arealbruk og miljøpåvirkning*

Fordeler sammenliknet med å utvikle produksjon og mellomlandsforbindelser hver for seg:



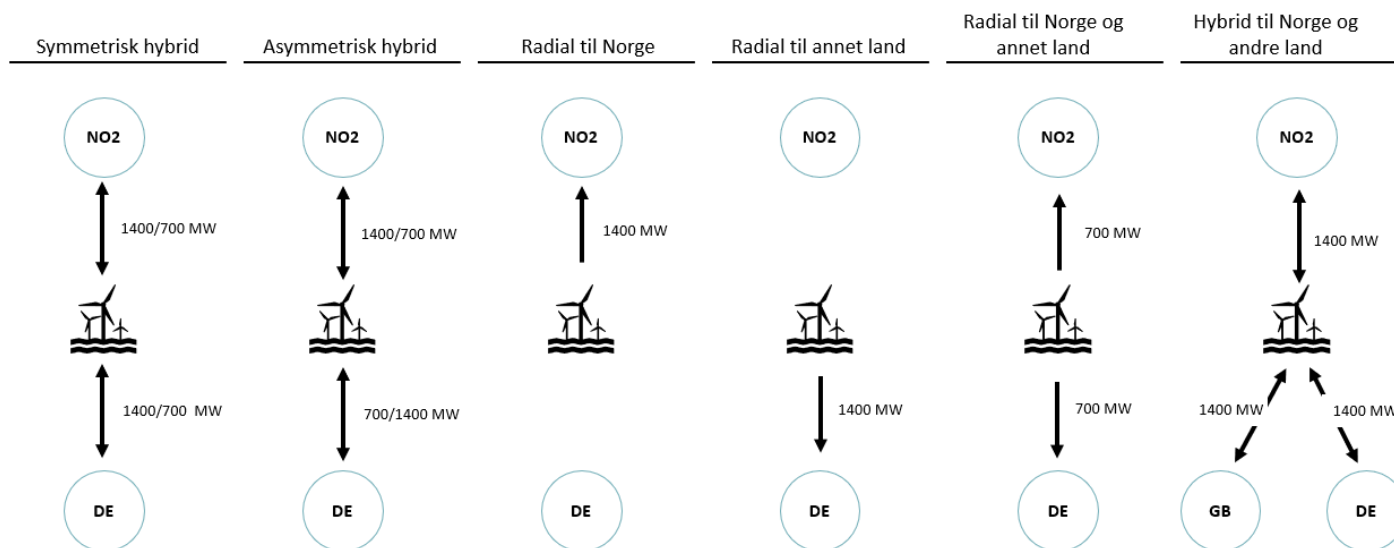
Ytterligere fordeler for utviklerne:

- Flere fysiske ruter til markedet begrenser den operasjonelle risikoeksponeringen for utfall i én enkelt kabel
- Enklere tilgang til mer avsidesliggende arealer
- Plattformer (f.eks. ved bruk av huber) kan skape nye muligheter, f.eks. forbruk offshore

³ Hybride havvindløsninger innebærer å bygge havvindparker som er knyttet til flere land

3.1 Vi har sett på en rekke ulike nettløsninger for å illustrere hovedeffekten av havvind

Figur 4 Skjematisk fremstilling av analyserte nettløsninger

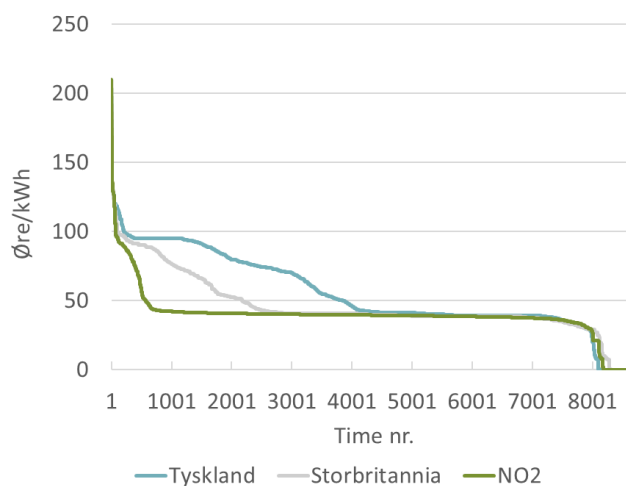


3.1.1 Forskjeller i prisnivå og -struktur påvirker resultatene

Varighetskurvene⁴ i Figur 5 for Norge, Tyskland og Storbritannia viser forskjeller både i prisnivå og -struktur. Kraftprisen i prisområdet NO2 ligger i snitt lavere enn kraftprisen både i Storbritannia og Tyskland. Dette betyr nettoeksport fra Norge til hvert av landene. Tyskland og NO2 representerer ytterpunktene for kraftprisene i landene rundt Nordsjøen. Tyskland har høyest gjennomsnittspris, mens gjennomsnittsprisen er lavest i NO2. Vi har en noe høyere andel timer med svært lave priser i Tyskland, men alt i alt er det ikke så store forskjeller mellom landene på dette punktet. Tyskland importerer i 2040, mens Storbritannia og Norge er nettoeksportører. Snittpris i Tyskland er høyere enn i Storbritannia. Tilkobling til Tyskland gir derfor størst effekt på realiser

priser for havvind. Større prisforskjeller mellom Norge og Tyskland enn mellom Norge og Storbritannia betyr høyere verdi av handel mellom Norge og Tyskland.

Figur 5 Prisvarighetskurve for utvalgte land i 2040



⁴ I en varighetskurve er timesprisen i kraftmarkedet over ett år sortert fra høyeste til laveste time

3.1.2 Vi får høyest oppnådd pris med en sterk kobling mot andre land

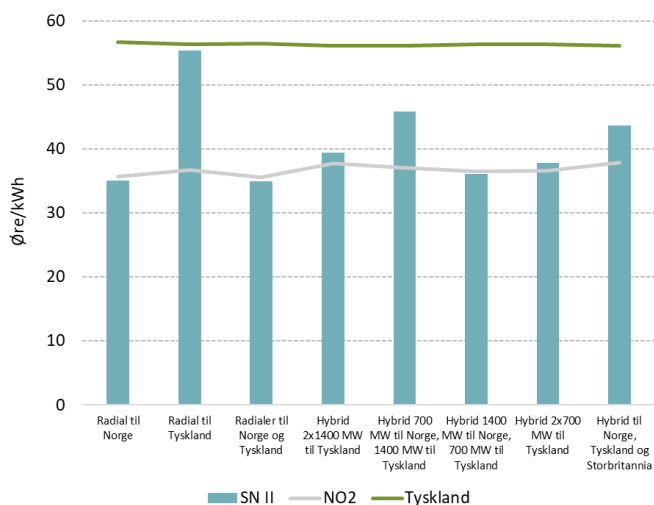
Den oppnådd kraftprisen i SN II er vist i Figur 6 og vil være lavest med sterk nettilknytning til Norge. Dette skyldes de relativt lave kraftprisene i Norge. En radial til Norge eller en hybrid med større kapasitet til Norge enn til Tyskland gir altså en relativt høy oppnådd kraftpris, fordi vi har hyppigere flaskehals mellom SN II og Tyskland enn mellom SN II og NO2.

Videre ser vi at den oppnådde kraftprisen vil være høyere med en sterk kobling til andre land enn Norge, slik som gjennom en radial til Tyskland eller en hybridløsning med relativt stor kapasitet til Tyskland (og muligens Storbritannia). I disse tilfellene er det flere flaskehals mellom SN II og NO2.

Kritiske faktorer som påvirker de relative prisene som oppnås vil være:

- Hvilket marked parken er tilknyttet og tilhørende overføringskapasitet
- Prisnivå og -struktur i markedene som produksjonen er knyttet til
- Korrelasjon mellom produksjon på SN II og i tilstøtende markeder

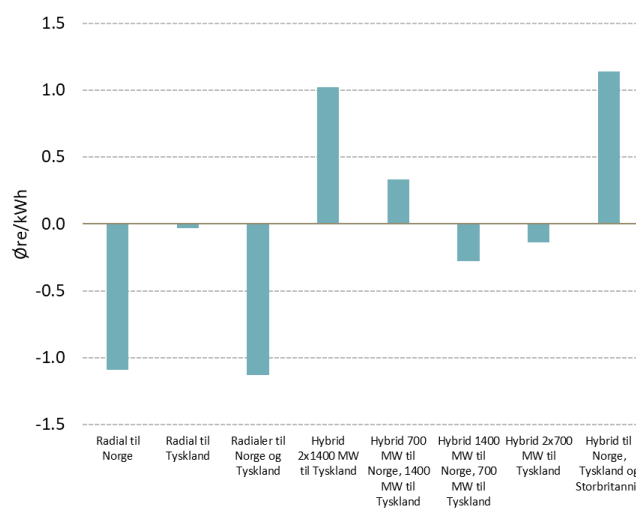
Figur 6 Oppnådd kraftpris i SN II i 2040



3.1.3 Vi får størst prisreduksjon i Norge med en radial

En radial til Norge gir, som Figur 7 viser, størst prisreduksjon i NO2, men kraftprisene går også ned med hybridløsninger som har begrenset kapasitet til et nabomarked. Vi ser at hybride løsninger med relativt stor kapasitet til ett eller flere andre land gir en prisoppgang. Dersom kapasiteten er størst til NO2 får vi en prisnedgang i dette området. Dersom kapasiteten er størst til et annet markedsområde med høyere pris får vi en prisoppgang i NO2. Vi ser også en marginal prisnedgang i Norge med radial til Tyskland, fordi mer produksjon i Tyskland styrker kraftbalansen og reduserer prisene i landene rundt Nordsjøen via handel. Det er også verdt å merke seg at effektene av SN II på kraftprisene er større på kort sikt (2030) enn på lang sikt (2040 og senere). Dette skyldes at på lang sikt er både kraftforbruk og kraftproduksjon høyere, og marginal-effekten av SN II vil dermed være mindre.

Figur 7 Endring i kraftpris i NO2 i 2040 vs. basis ekskl. SN II

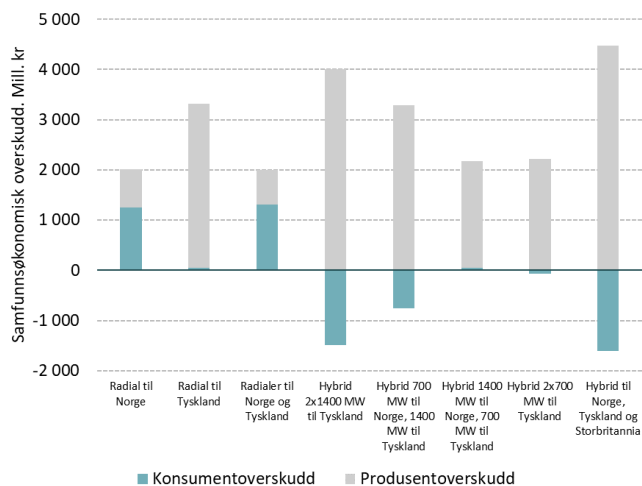


3.1.4 Effekten på produsent- og konsumentoverskuddet avhenger av effekten på kraftprisene

Ettersom Norge forventes å ha kraftoverskudd i 2040, vil en økning i kraftprisene gi en større økning i produsentoverskuddet enn nedgangen i konsumentoverskuddet. 1 øre/kWh endring i kraftpris er like mye verdt for produksjon og forbruk i en samfunnsøkonomisk analyse. Vi ser videre i Figur 8 at verdien av ny produksjon fra SN II veier opp for

prisfallet i tilfeller der kraftprisen går ned og fører til et lavere produsentoverskudd på land.

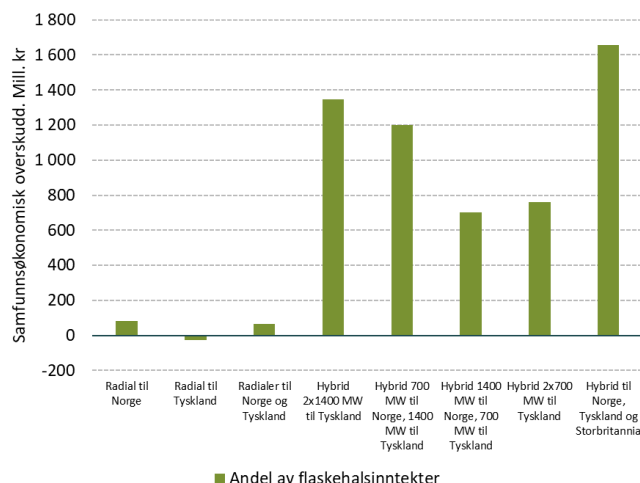
Figur 8 Produsent- og forbrukeroverskudd fra ulike nettløsninger



3.1.5 Flaskehalsinntektene øker mest med relativt store hybridløsninger

Jo større den samlede overføringskapasiteten i hybridprosjektene er, desto større vil flaskehalsinntektene være, selv etter at det er tatt hensyn til reduserte flaskehalsinntekter på eksisterende mellomlandsforbindelser, jf. Figur 9. Dette forutsetter at markedene som knyttes sammen er tilstrekkelig forskjellige med hensyn til prisnivå og/eller prisstruktur. For en gitt overføringskapasitet (i de asymmetriske hybridene) gir en sterkere kobling til Tyskland større flaskehalsinntekter enn en sterkere kobling til Norge. Dette indikerer et betydelig inntektpotensial for netteier. Flaskehalsinntektene påvirkes også av radiallysninger. Effekten her kommer via endringer i kraftflyten på eksisterende mellomlandsforbindelser.

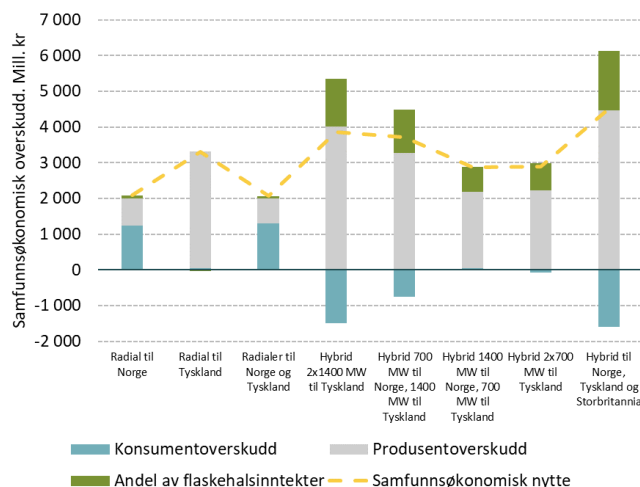
Figur 9 Endring i flaskehalsinntekter ved ulike nettløsninger



3.1.6 Oppsummering: Den totale samfunnsøkonomiske nytten er størst i de store hybridløsningene

Som det kommer frem av Figur 10 er den samlede nytten størst i de løsningene som har størst prisvirkninger i Norge og gir mest ny overføringskapasitet. Gitt et kraftoverskudd i 2040 vil en økning i strømprisene gi størst økning i netto nytte. Mer overføringskapasitet gir større flaskehalsinntekter. Samtidig er kostnadene høyere i prosjekter med mye overføringskapasitet, slik at effekten på det samfunnsøkonomiske overskuddet ikke er entydig.

Figur 10 Samlet nytte ved ulike nettløsninger



3.1.7 Både utviklingen globalt og i Norge påvirker norske aktørers vilje til å satse på havvind

Et stabilt hjemmemarked med tilstrekkelige volumer og stabile rammevilkår vil være kritisk for at leverandørindustrien og produsenter vil satse.

Utvikling av et hjemmemarked vil trolig akselerere satsingen til norske havvindaktører i det internasjonale markedet. For at Norge skal posisjonere seg som en internasjonal leverandør av havvindteknologi, er det verdifullt å etablere en hjemmearena der leverandører kan kommersialisere teknologi, utvide kompetanse og redusere kostnader. Dersom leverandørindustrien skal tørre å satse trenger de forsikringer om at

infrastrukturen de bygger opp vil kunne benyttes i mer enn ett prosjekt i hjemmemarkedet. Havvindutbyggingen består av store strukturer som trenger dedikerte områder både under bygging og når det skal skipes til destinasjonen.

Komparative fortrinn innen topologi, kompetanse og innovasjonsevne i marine og offshore næringer gjør Norge spesielt lovende for flytende havvindproduksjon.

Også for produsenten er det viktig med forutsigbarhet både rundt rammevilkår, men også hvilke utlysninger som kommer frem i tid. Dette kan sikres både gjennom politiske beslutninger med bred enighet og ved å gjøre planene om fremtidige utlysninger mer forpliktende.

Figur 11 Hva skal til for å oppnå et tilstrekkelig hjemmemarked?



4 Markedsdesign og regulering er viktig for å oppnå en effektiv kraftflyt og en hensiktsmessig fordeling av inntekter og kostnader

Vi har ovenfor argumentert for at hybridprosjekter gir grunnlag for en større samlet samfunnsøkonomisk verdiskaping enn radielle nettløsninger. Det er i den forbindelse viktig at markedsløsningene til havs utformes slik at verdiene blir størst mulig og at reguleringen bidrar til en fordeling av inntekter og kostnader mellom aktørene slik at samfunnsøkonomisk lønnsomme hybridprosjekter kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomme for alle parter. I dette kapitlet peker vi kort på noen viktige problemstillinger i den forbindelse.

4.1 Markedsdesign skal legge til rette for å minimere produksjonskostnader og utnytte nettet optimalt

For å sikre en effektiv kraftflyt og minimere kostnadene ved produksjon av kraft er det viktig at markedet for havvind utformes på en hensiktsmessig måte. Dette gjelder ikke bare for nåværende landbasert kraftproduksjon, men vil i høyeste grad være vesentlig for havvindproduksjon. Sentralt er diskusjonen om budområder til havs, som vil ha konsekvenser for prissignaler og gi fordelingsvirkninger.

Budområder er innført for å håndtere flaskehalsene i strømmettet, slik at kraften utnyttes mest mulig effektivt. Markedsalgoritmen i day-ahead-markedet beregner ulike priser i ulike områder slik at kapasitetsbegrensningene i nettet overholdes. Ved kapasitetsbegrensninger i nettet tilfaller flaskehalsinntektene eieren av nettet, som vil være Statnett når flaskehalsene oppstår mellom interne norske budområder. Når det ikke er kapasitetsbegrensninger mellom to budområder blir prisen lik i disse områdene.

En alternativ løsning til budområder er en motkjøpsløsning, hvor aktører i overskuddsområdet betales for å redusere produksjonen eller øke forbruket samtidig som aktører i

underskuddsområdet betales for å øke produksjonen eller redusere forbruket.

Valg av løsning har implikasjoner for prissignaler på kort og lang sikt, fordelingsvirkninger, utenlandshandel og samfunnsøkonomisk overskudd.

4.1.1 Offshore budområder gir den mest effektive utnyttelsen av nettet

Når det gjelder diskusjonen om prisområder, er to hovedløsninger skissert. Det står mellom å inkludere havvindproduksjon i dagens budområder på fastlandet og å opprette et eget eller flere egne budområder til havs.

Ved en hjemmemarkedsløsning vil havvindparken være en del av det eksisterende budområdet parken er tilknyttet på land. Havvindparken vil da få samme pris som andre produsenter i budområdet, uavhengig av om det er flaskehals mellom havvindparken og nettet på land i hjemmemarkedet.

En annen skissert løsning er offshore budområder, hvor havvindparken er del av ett offshore budområde som reflekterer de strukturelle flaskehalsene i nettet. Dersom det er flaskehals mellom budområdet til havs og ett eller flere budområder på land får havvindparken en egen pris.

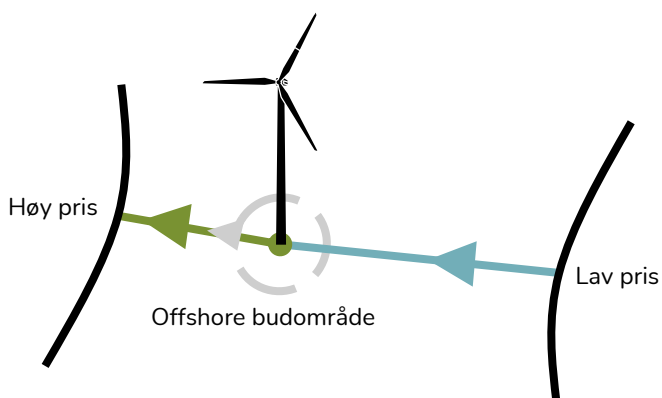
Modellbaserte og teoretiske analyser viser at offshore budområder gir den mest effektive utnyttelsen av infrastrukturen. En slik løsning er også anbefalt av RME på grunnlag av at det gir mer effektiv nettutnyttelse og lavere

systemdriftskostnader.⁵ Videre peker vi på at et eget budområde sikrer prioritert tilgang til overføringskapasitet for produksjonen med lavest marginalkapasitet og reduserer behovet for at systemoperatøren må holde tilbake overføringskapasitet eller gjennomføre andre korrektive tiltak nær driftstimen. Når det gjelder prisvirkningene til land så avhenger det av egenskapene til nettløsningen og utenlandsforbindelser. Konsekvensene på pris er uvisst uten en lang rekke forbehold.

4.1.2 Offshore budområder flytter inntekter fra kraftprodusenten til netteier

En sentral utfordring med offshore budområde er at løsningen tenderer til å flytte inntekter fra kraftprodusenten til netteier. Dette kan illustreres, slik vist i Figur 12, med en havvindprodusent som er tilkoblet med like stor kapasitet til to land. I et slikt tilfelle vil det alltid oppstå flaskehals mellom budområdet offshore og det nasjonale markedet som har høyest pris. Med et offshore budområde må havvindparken selge kraften til prisen i området med lavest pris. Følgelig vil havvindparken da alltid kun oppnå den laveste prisen. Sammenlignet med en hjemmemarkedsløsning vil den økonomiske verdien overføres fra havvindprodusenten til netteier.

Figur 12 Offshore budområder flytter inntekter



4.2 Reguleringen skal bidra til samsvar mellom inntekter og kostnader

I den følgende diskusjonen om netregulering til havs omtaler vi havvindproduksjon (flytende eller bunnfast) som et eksempel, men argumentasjonen er gjeldende også for andre produksjonsteknologier til havs, som offshore solkraft eller bølgekraft. Ved at reguleringen ikke favoriserer visse produksjonsteknologier er den å regne som teknologinøytral.

4.2.1 En løsning er omfordeling av flaskehalsinntekter, men nåværende regulering vanskeliggjør det

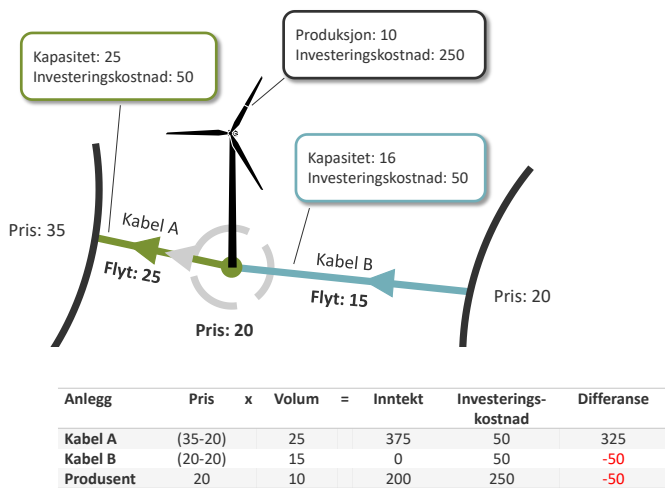
I et hybridprosjekt består den samlede økonomiske verdien i summen av flaskehalsinntekter og kraftsalg. For å skape tilstrekkelig bedriftsøkonomisk lønnsomhet for alle parter i et hybridprosjekt når det er uavhengige eiere av nett og havvindpark, er en mulig løsning å omfordele flaskehalsinntektene.

Figur 13 illustrerer dette poenget. En havvindpark med en produksjon på 10 er tilknyttet et høyprismarked med pris lik 35 og et lavprismarked med pris 20, via henholdsvis kabel A og kabel B. Havvindparken vil i dette stiliserte eksemplet oppnå prisen i lavprisområdet som forklart ovenfor. Kapasiteten i kabel A er 25 og i B 16. Det er ingen flaskehals mellom budområdet til havs og lavprisområdet. Kabel A utnyttes derimot fullt ut slik at det oppstår en flaskehals, der et volum på 10 kommer fra havvindparken og 15 som eksport fra lavprisområdet. Havvindparken tjener totalt 200, som er mindre enn investeringskostnaden gitt forutsetningen. Samtidig oppstår det en flaskehalsinntekt på kabel A mellom høyprisområdet og budområdet til havs, som er lik det samlede volumet på 25 ganget med prisdifferansen.

⁵ RME-rapport nr. 1/2023: Regulering av nett til havs – Del II Hybridprosjekter.

Slik vi har konstruert eksemplet, vil netteieren samlet sett gå med overskudd fordi flaskehalsinntektene overstiger kostnadene ved kablene. Det er derfor et rom for å omfordele inntekter for å sikre at også havvindparken blir bedriftsøkonomisk lønnsom (implisitt antar vi at det samlede prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt). I praksis blir dette mer komplisert når vi også tar hensyn til effekten av hybridprosjektet på flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser ved at hybridprosjektet foretrekker annen kraft-handel, men det prinsipielle poenget består.

Figur 13 Omfordeling av flaskehalsinntekter



Omfordeling av flaskehalsinntekter er imidlertid ikke uten videre mulig med dagens EU-regulering av flaskehalsinntekter. Ifølge artikkel 19 i Forordning 2019/943 kan flaskehalsinntekter bare brukes til å finansiere økt overføringskapasitet mellom budområder eller sikre at eksisterende kapasitet opprettholdes. Alternativt kan flaskehalsinntektene brukes til å sette ned tariffene for nettkundene dersom det ikke er andre lovlige formål som midlene kan brukes til.

4.2.2 RME anbefaler ikke endringer i reguleringen av flaskehalsinntekter

RME har i sin rapport om regulering av hybridprosjekter vist til at omfordeling av flaskehalsinntekter ikke er egnet virkemiddel for å sikre bedriftsøkonomisk lønnsomhet i havvindparker som del av hybridprosjekter. RME støtter seg i sin argumentasjon på tidligere arbeider av blant annet Statnett, ENTSO-E, ACER og

konsulenter som har utredet disse spørsmålene på oppdrag fra EU-kommisjonen. I det følgende gir vi en kort kritisk vurdering av noen av de sentrale argumentene i RMEs rapport og den europeiske debatten.

Et overordnet argument for at flaskehalsinntekter ikke bør omfordeles, er at omfordeling innebærer støtte til havvindparkene og at det er mer transparent å gi støtte direkte via eksempelvis differansekontrakter. En prinsipiell innvending mot dette argumentet er at hybridprosjekter består av gjensidig avhengige prosjekter der det ikke uten videre er meningsfylt å skille de ulike inntektsstrømmene. Betydningen av markedsdesign for inntektsfordelingen er en illustrasjon av den gjensidige avhengigheten.

Videre kan spørsmålet om fordeling av flaskehalsinntekter ikke ses uavhengig av hvem som dekker kostnadene i havnettet. Anta som et eksempel at havnettet organiseres som et separat nett med egen inntektsramme der kundene i havnettet dekker de fulle nettkostnadene gjennom anleggsbidrag og tariffene. Netteier er da sikret kostnadsdekning, slik at flaskehalsinntektene vil tilbakeføres til kundene i havnettet gitt en parallell regulering med flaskehalsinntektene i nettet på land. Kontantstrømmen til netteier og havvindpark som følge av den økonomiske reguleringen blir i dette tilfellet ekvivalent med en modell der flaskehalsinntektene omfordeles i sin helhet. Nettkundene på land får ingenting av flaskehalsinntektene i havnettet, men betaler til gjengjeld heller ikke noe av kostnadene. Også her blir det mer komplisert når vi tar hensyn til samspillet med flaskehalsinntekter på andre forbindelser, men igjen består det prinsipielle poenget.

Den prinsipielle sammenhengen mellom inntekten og kostnader er også relevant med en integrert modell der flaskehalsinntektene, tariffene og kostnadene fra hybridprosjektet integreres i reguleringen av det systemansvarlige nettselskapet på land. Et sentralt spørsmål blir da reglene for anleggsbidrag og tariffene i det integrerte nettet.

En løsning med et integrert nett vil antakeligvis isolert sett gi en høyere nettleie på land enn i et tilfelle med separate

reguleringer. Årsaken er at havvindparkene vil betale tariffen på linje med andre produsenter i landnettet, der nivået er begrenset gjennom taket i EU-reguleringen. Det er også grunn til å anta at bare deler av investeringskostnadene til havs vil dekkes gjennom anleggsbidrag fra havvindparkene, jf. anbefalingen i RMEs rapport om å utrede prinsippene for anleggsbidrag i havnettet nærmere. Samtidig vil inntektene fra flaskehalsinntektene i en løsning med integrert nett videreføres til nettkundene på land, noe som vil slå ut i reduserte tariffen. Utfallet for nettkundene på land kan dermed ikke slås fast med sikkerhet.

Et annet moment av relevans for diskusjonen om fordeling av flaskehalsinntekter er at det kan være begrenset tilgang på støtte fra differansekontrakter som er finansiert ved offentlige budsjetter. Dette kan i praksis gjøre det vanskelig å få realisert hybridprosjekter ved en integrert modell. Omfordeling av flaskehalsinntekter kan da være et alternativ.

Det har også vært framført som argument at omfordeling av flaskehalsinntekter fjerner prissignaler i markedet og gir havvindprodusenter incentiver til å by strategisk for å sikre seg flaskehalsinntektene. Dette er heller ikke uten videre noe godt argument. For det første vil strategisk budgivning fra en

havvindpark ventelig være lett å avdekke gjennom den ordinære markedsovervåkingen i regi av børser, reguleringsmyndigheter og konkurransemyndigheter. For det andre vil incentivene avhenge av hvordan omfordelingen skjer. Dersom omfordelingen skjer innenfor rammen av en regulering der havvindparker får tilbakebetalt anleggsbidrag og tariffen som følge av overskytende flaskehalsinntekter, er koblingen mellom løpende produksjon og flaskehalsinntekter til omfordeling svak eller fraværende. Differansekontrakter kan for øvrig også reise mange av de samme problemstillingene knyttet til prissignaler og budgivning, avhengig av hvordan kontraktene er utformet.

Samlet sett er det grunn til å vurdere nærmere om flaskehalsinntekter kan brukes som et verktøy for å bidra til bedriftsøkonomisk lønnsomhet i havvindparker som bygges som en del av hybridprosjekter. Som vist ovenfor kan vi ikke uten videre fastslå at omfordeling av flaskehalsinntekter er en form for støtte, snarere er det et spørsmål om fordeling av samfunnsøkonomiske nyttevirkinger av hybridprosjekter der nett og havvindpark er gjensidig avhengige. Overordnet er det et spørsmål hvordan reguleringen innrettes slik at alle aktører står overfor riktige incentiver og at fordelingshensyn ivaretas. Det er flere mulige veier til målet som bør analyseres videre.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.



THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany