MENON ECONOMICS

RAPPORT

DIFFERANSEKONTRAKTER

Vurdering av innretning av differansekontrakter for utbygging av havvind på norsk sokkel

MENON-PUBLIKASJON NR. 137/2022

Av Even Winje, Lars Hallvard Lind, Piotr Spiewanowski og Aljoscha Schöpfer

Forord

På vegne av NORWEA har vi gjennomført en analyse av mulige innretninger av differansekontrakter som et virkemiddel for å støtte opp under utviklingen av storskala havvind i Norge. Målet med oppdraget har vært å synliggjøre hvordan ulike innretninger av dette virkemiddelet påvirker risikofordeling mellom private aktører og myndigheter samt private aktørers insentiver til å maksimere verdien av vindkraftproduksjonen som dekkes av et slikt støtteregime.

Evalueringen har vært ledet av Lars Hallvard Lind, med Piotr Śpiewanowski og Aljoscha Schöpfer som prosjekt-medarbeidere. Even Winje har vært ansvarlig partner og kvalitetssikrer.

Menon Economics er et forskningsbasert analyse- og rådgivningsselskap i skjæringspunktet mellom foretaks-økonomi, samfunnsøkonomi og næringspolitikk. Vi tilbyr analyse- og rådgivningstjenester til bedrifter, organisasjoner, kommuner, fylker og departementer. Vårt hovedfokus ligger på empiriske analyser av økonomisk politikk, og våre medarbeidere har økonomisk kompetanse på et høyt vitenskapelig nivå.

Vi takker NORWEA for et spennende oppdrag. Vi takker også alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen.

November 2022

Even Winje
Ansvarlig Partner
Menon Economics

Innhold

SAMMENDRAG **3**

1. INNLEDNING OG BAKGRUNN **6**

2. DIFFERANSEKONTRAKTER – HOVEDPARAMETERE **9**

2.1. Differansekontrakter og utbygging av vindkraft i Europa 9

2.2. En- eller tosidig differansekontrakt 10

2.3. Referanseprisen 14

2.4. Begrensninger i volum som omfattes av kontraktene 17

3. DIFFERANSEKONTRAKTER – GENERELLE PARAMETERE **20**

3.1. Tak på utbetalinger 20

3.2. Strikepris – justering over tid 22

3.3. Operatørs mulighet til å gå ut av kontrakten etter inngåelse 23

3.4. EU-regelverket – begrensninger og muligheter 24

4. REFERANSELISTE **26**

Sammendrag

I denne rapporten har vi vurdert hvordan det er mest hensiktsmessig å innrette differansekontrakter (CfD) for å fremme utbygging av storskala havvind på norsk sokkel. Analysen tar utgangspunkt i dagens praksis i europeiske støttesystem samt eksisterende litteratur på feltet. Deretter vurderer vi teknologisk og markedsmessig relevans for en utbygging av havvind her hjemme. Hovedfokuset har ligget på flytende havvind, som fortsatt er på et pre-kommersielt stadium og hvor man vil være avhengig av subsidier for å sikre bedriftsøkonomisk lønnsomhet det neste tiåret (Menon Economics, 2022). Det vil imidlertid være store likhetstrekk mellom vurderingene knyttet til bunnfaste og flytende installasjoner. På de områdene vi mener man må tillegge teknologispesifikke hensyn har vi spesifisert dette.

Differansekontrakter som det foretrukne støtteregimet, men betydelig variasjon i dagens praksis

Tidligere studier har pekt på differansekontrakter som det foretrukne virkemiddelet for å realisere storskala havvind på norsk sokkel. Menon Economics (2020) diskuterte åtte ulike støttesystem for flytende havvind. I utredningen er det spesielt med hensyn til kostnadseffektivitet at differansekonktrakter utmerker seg. Menons konklusjoner støttes av Copenhagen Economics (2020) samt Oslo Economics (2022). Det er spesielt differanse-kontraktenes mulighet til å avlaste utbygger for markedsrisiko kombinert med at de kan innrettes slik at man sikrer *tilstrekkelig* verdioptimaliseringsinsentiver som trekkes frem i de nevnte studiene. Menon peker også på at differansekontrakter reduserer risikoen for overkompensasjon. Vår gjennomgang av dagens praksis viser at differansekontrakter i stadig større grad anvendes for å realisere bedriftsøkonomisk lønnsomhet for europeisk vindkraftutbygging, noe som understøttes av EU-kommisjonens arbeid på feltet. Det er imidlertid en rekke detaljer og nyanser i utformingen av slike kontrakter som påvirker risikofordelingen mellom myndighetene og operatør samt insentivene til å optimalisere verdien av kraften som produseres. Utfordringen ligger i at det vil være en avveining mellom disse kvalitetene, noe som gjenspeiles i en betydelig variasjon mellom land med hensyn til hvordan man konkret velger å innrette kontraktene. Risikoavlastning reduserer avkastningskrav, finansieringskostnader og derigjennom det nødvendige støttenivået. Selv om risikoen overføres fra utbygger til staten, er det bred konsensus om at en slik omfordeling reduserer den samfunnsøkonomiske kostnaden. Denne vurderingen bygger på at det er en grunnleggende forskjell mellom stat og markedsaktørene hva angår kostnaden til å bære risikoen knyttet til kraftprisutviklingen, som i stor grad påvirkes av politiske valg. Økt markedseksponering har motsatt effekt, men bidrar samtidig til å øke aktørenes insentiver knyttet til å øke verdien av kraften som produseres, i engrosmarkedet for strøm og/eller via alternativ anvendelse. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er det sentrale å vurdere om denne gevinsten er større enn kostnaden knyttet til økt risikopåslag i anbudene. Effekten av økte insentiver knyttet til verdioptimalisering vil variere med hensyn til teknologisk modenhet, samt markedsutviklingen i kraftmarkedet, nasjonalt og regionalt. Videre vil politiske føringer påvirke verdsetting knyttet til eksempelvis en direktekobling mot hydrogenproduksjon og avsetning i det norske kraftmarkedet.

Handlingsrom i utformingen, men noen kalibreringer er essensielle for å sikre samfunnsøkonomisk kostnadseffektivitet

Våre analyser viser at det er et betydelig handlingsrom for utformingen av et norsk regime basert på differanse-kontrakter, men for enkelte parametere er det noen løsninger som utmerker seg. Spesielt vil vi anbefale at man velger en **tosidig CfD**. Tosidige differansekontrakter reduserer risikoen for overkompensasjon og understøtter kostnadseffektiviteten i differansekonktrakter med utgangspunkt i risikofordelingene mellom stat og konsesjons-eier. Disse styrkene bidrar også til at tosidige kontrakter dominerer dagens praksis i Europa. I de få landene som

benytter ensidige kontrakter, hvor staten kun bærer nedsiderisikoen, preges situasjonen av bunnfaste prosjekter med svært fordelaktige lokasjoner og kostnader ned mot prisforventningen i kraftmarkedet.

I en tosidig CfD er det innretningen av referanseprisen som i stor grad definerer *graden* av risikooverføring, og dermed graden av markedseksponering, for konsesjonseier. **En referansepris som er koblet mot en timesbasert spotpris**, slik man blant annet har i det britiske systemet, gir svært god risikoavlastning og dermed et lavere forventet subsidiebehov sammenlignet med andre modeller. Dersom målet i den norske energipolitikken, i første rekke, er å få realisert havvindparker for å utvikle verdikjeder og teknologi, samt sikre tilstrekkelig tilgang til fornybar energi, kan denne modellen være å foretrekke. En britisk modell vil kunne implementeres raskt og effektivt, ettersom den er veletablert og godt kjent blant aktørene. Nedsiden er at den gir svake insentiver til verdioptimalisering. For flytende havvind argumenterer vi imidlertid for at verdien av økte insentiver til verdi-optimalisering vil være begrenset. Dette henger samme med at fokuset, i det minste på kort sikt, i all hovedsak vil ligge på kostnadsreduksjon og overordnet konseptutvikling fremfor inkrementelle optimaliseringer for å utnytte kortsiktige svingninger i engrosmarkedet.

Når teknologien, verdikjeden og markedsløsninger for havvind modnes vil det å sikre at aktørene har tilstrekkelige insentiver til å optimalisere verdien av den produserte kraften imidlertid bli viktigere. En referansepris beregnet som et gjennomsnitt av kraftprisen over en periode (f.eks. siste måned) vil da være mer aktuelt. I en slik modell sikres konsesjonseiere mot store og langsiktige svingninger i kraftmarkedet, samtidig som man har et insentiv til å produsere når prisene er høye. Dette kan blant annet påvirke driften (timing av vedlikeholdsarbeid, nedetid etc.) samt øke insentiver til å etablere fleksibilitet på produksjonssiden, om teknologien tillater det. På sikt vil vi særlig anbefale å vurdere en modell med en **vindvektet gjennomsnittspris**. I tillegg til effektene vi har beskrevet skjermer en slik modell konsesjonseier mot risiko knyttet til omfanget av fremtidig vindkraftutbygging, ofte omtalt som en «kannibaliseringseffekt», som i stor grad vil avhenge av politiske valg. Fra et samfunnsøkonomisk ståsted vil man imidlertid måtte vurdere om gevinsten fra økte optimaliseringsinsentiver er større enn kostnaden – et høyere risikopåslag i anbudene, samt administrative kostnader i implementering og drift.

Når det gjelder volumbegrensninger mener vi det **ikke er grunnlag for å avvike fra dagens praksis med en begrensning i kontraktslengde**. Dagens utviklingstrekk taler også for at man bør legge seg i det nedre intervallet vi har identifisert i dagens støtteregimer med hensyn til antall år man står *uten* risikoavlastning. Ettersom levetiden for vindparker er økende vil dette innebære at **fremtidige kontrakter bør være lengre enn tidligere tildelinger på kontinentet**, hvor kontrakter på mellom 15-20 år har dominert. Vi argumenterer imidlertid også for at man bør vurdere å utrede en fleksibel andelsbegrensning, som gir insentiv til å søke alternativ anvendelse gjennom hele levetiden via eksempelvis hydrogenproduksjon og langsiktig leveranser til industrien.[1] En slik modell åpner også for fleksibilitet i anbudsprosessen med hensyn til hvor mye av den (løpende) produksjonen som skal omfattes av kontrakten. På den måten kan aktørene selv vurdere om det er mulig å øke prosjekt-lønnsomheten via alternativ anvendelse relativt til en høyere risikoavlastning. En andelsbegrensning skiller seg betydelig fra dagens praksis og vi peker på flere aspekter som må utredes grundig før man eventuelt vurderer en implementering. Som nevnt over begrenses effekten av den teknologiske modenheten, noe som taler for at en andelsbegrensning i første omgang vil være relevant for fremtidige områder som åpnes for bunnfast havvind.

[1] *Som en gjennomsnittlig referansepris vil en andelsbegrensning også gi insentiver til å optimalisere drift og vedlikehold.*

Ved å innføre et tak på overføringer mellom kontraktspartene reduseres myndighetenes budsjettrisiko. Vår kartlegging viser imidlertid at dette er lite utbredt blant andre europeiske land. Vi erkjenner at en slik innretning kan være nyttig i et politisk perspektiv for planlegging av offentlige budsjetter og for forutsigbarhet i statens utgifter. **Et tak på støttebeløpet anbefales ikke fra et samfunnsøkonomisk perspektiv**, da det reduserer støtteordningens kostnadseffektivitet. Dette følger av at markedsrisikoen øker når det settes tak på maksimale overføringer, men uten å gi noen gevinst med hensyn til aktørenes insentiver for verdioptimalisering.

Vi mener derimot at **differansekontraktene bør inkludere en inflasjonsjustering.** Eksakt hvordan denne bør utformes har vi ikke konkludert med. Andre land i Europa har her en varierende praksis, både med hensyn til om strikepris-nivåer faktisk inflasjonsjusteres og hvilke prisindekser som i så fall legges til grunn. En KPI-basert justering, slik man har i Storbritannia og Polen, gir minimale vridningseffekter med hensyn til teknologisk innretning sammenlignet med en indeksering basert på eksempelvis råvarepriser eller en rendyrket «vind-indeks». Frankrike er et eksempel på et land som benytter en mer sammensatt indeks.

Den siste parameteren vi har vurdert er muligheten for å tre ut av en kontrakt. Også her viser vår kartlegging at praksisen varierer. I Frankrike er det for eksempel praksis at konsesjonseier må tilbakebetale all tidligere mottatt støtte ved en terminering av kontrakten. **Vi ser ingen grunn til at man ikke skal kunne ha en «opsjon» på å tre ut av kontrakten, forutsatt at myndighetene kan kreve en kompensasjon for dette**. Det bør legges til rette for at en eventuell kompensasjon til myndighetene kan fremforhandles mellom konsesjonseier og myndigheter på forretningsmessige vilkår. En vederlagsfri opsjon til å tre ut vil øke risikoen for overkompensasjon og undergrave differansekontraktenes samfunnsøkonomiske styrker, og anbefales derfor ikke.

EU-regelverket påvirker utformingen i liten grad

I gjennomgangen av EU-retningslinjer for statsstøtte finner vi ingen konflikter med hensyn til våre vurderinger av de ovennevnte parameterne. Differansekontrakter som etableres gjennom anbudskonkurranser er per i dag den foretrukne støttemekanismen for fornybare teknologier i henhold til EUs retningslinjer. De begrensningene som finnes ligger i all hovedsak i tildelingen, noe som ligger utenfor rammen av denne analysen. Unntakene finner vi med hensyn til støtte ved negative priser, men dette er ikke i konflikt med redegjørelsen over.

1. Innledning og bakgrunn

En satsing på flytende havvind har vært på dagsordenen i Norge flere år. Selv om norske myndigheter har vært tydelige på at man ønsker å bygge en norskbasert næring, var det først i mai 2022 at det ble lagt frem konkrete ambisjoner med hensyn til realisering av storskala produksjon på norsk sokkel. Per dags dato er det imidlertid fortsatt usikkerhet knyttet til hvilke rammevilkår som vil gjelde og hvordan eventuelle støttesystem vil utformes. Under redegjør vi for de næringsøkonomiske mulighetene som foreligger innen flytende havvind, samt bakgrunnen for at vi i denne rapporten fokuserer på den spesifikke innretningen av differansekontrakter som virkemiddel for å realisere utbygging av storskala havvind på norsk sokkel.

Grønn omstilling gir store næringsøkonomiske muligheter innen flytende havvind

Flytende havvind er fortsatt på et pre-kommersielt stadium og det forventes at det vil være nødvendig med offentlige subsidier for å realisere storskala havvindparker det nærmeste tiåret. IRENA omtaler imidlertid teknologien som en mulig «game changer» for havvind generelt: ved bruk av flytende substrukturer (som kun ankres fast i havbunnen) for kraftproduksjon i havområder som enten er for dype eller har for dårlig havbunn-kvalitet for bunnfaste turbiner. Det er estimert at 80 prosent av potensielle områder for utbygging av havvind i Europa og i Japan, samt 60 prosent av potensielle områder for utbygging i USA, har en havdybde på 60 meter eller dypere. Også for Norge er denne andelen høy. I disse områdene vil dermed ikke bunnfast havvind være aktuelt. Ettersom de flytende havvindmøllene sammenstilles på land før de slepes ut til det aktuelle området er det også et betydelig potensial for å hente ut skalafordeler i tilvirknings- og installasjonsprosessen. Stort energipotensial, mulige skalafordeler og ikke minst begrensninger med hensyn til arealtilgang gjør at mange land ser mot nettopp denne teknologien, noe som igjen reflekteres i mengden kapasitet som nå er under utvikling.

Et relativt umodent marked som er i vekst byr på muligheter for å ta en ledende rolle og kapre betydelige markedsandeler for aktører og land som evner å utnytte sine komparative fortrinn. Norske teknologikonsepter har fortsatt en sentral posisjon i markedet for flytende havvind og kompetansen fra olje- og gassektoren legger til rette for at norske aktører kan ta betydelige markedsandeler når det globale markedet kommersialiseres. Samtidig ser vi at det nå er stadig flere aktører med erfaring fra bunnfast havvind som vender blikket mot flytende installasjoner. På sikt er man derfor helt avhengig av å utvikle havvindspesifikk kompetanse og referanser, og det begynner å haste om man skal lykkes med å etablere et «early mover advantage», slik eksempelvis den danske og tyske industrien gjorde innen det øvrige vindkraftmarkedet. Norges langsiktige konkurransekraft vil i stor grad påvirkes av om den norske verdikjeden er en del av industrialiseringen knyttet til storskala havvindparker.

Tidligere analyser gjennomført av Menon Economics (2022) viser at en norskbasert industri innen flytende havvind vil understøtte sysselsettingseffekter på opp mot 52 300 sysselsatte i 2050 og bidra med verdiskapings-effekter tilsvarende 70 milliarder NOK årlig. Flytende havvind kan med andre ord både være en viktig «enabler» for omstillingen i norsk økonomi ved å øke tilbudet av fornybar kraft, og samtidig legge til rette for en betydelig grønn eksportrettet vekst. Omsetningspotensialet er også betydelig innen bunnfast havvind, til tross for at markedet i større grad er «satt» sammenlignet med flytende havvind. Dette skyldes at det forventes at bunnfaste installasjoner fortsatt vil dominere det samlede havvindmarkedet de neste årene. Den underliggende veksten muliggjør økt aktivitet hos norske aktører, selv med utgangspunkt i dagens markedsandeler. Ifølge Multiconsult (2021) sysselsatte havvindnæringen 3 550 ansatte i 2020. Disse jobber i all hovedsak med bunnfaste installasjoner i dag.

Hjemmemarkedet står sentralt i utviklingen av en norskbasert havvindnæring. I juni 2020 besluttet Solberg II-regjeringen å bygge ut havvind på Utsira Nord og Sørlige Nordsjø. For å sikre utbyggingen i disse områdene vil man imidlertid være avhengig av et subsidieelement[2] for å sikre bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Dagens regjering er tydelig på at man ønsker å bygge et hjemmemarked, men hvordan eventuelle støttesystem skal utformes er fortsatt uavklart.

Eksternaliteter og offentlig inngripen i et marked

Utgangspunktet for offentlig inngripen i et marked som flytende havvind er at det finnes samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringsprosjekter som ikke lar seg realisere med utgangspunkt i bedriftsøkonomisk lønnsomhet. For at dette skal være tilfelle må det eksistere en form for markedssvikt, i form av positive eller negative eksternaliteter.

Flere peker på at grønn omstilling er utsatt for en alvorlig markedssvikt i form av et dobbelt eksternalitets-problem[2]. For det første er det en negativ eksternalitet knyttet til klimagassutslipp som den som forurenser ikke bærer den fulle kostnaden av. For det andre er det positive eksternaliteter knyttet til forskning og utvikling av grønn teknologi som utvikleren heller ikke kan forvente å få hele fordelen av. Sistnevnte er spesielt relevant for denne analysen. Utviklingen av en havvindpark er komplekst og involverer et bredt aktørmangfold i leverandørkjeden som utbygger kjøper varer og tjenester fra. Disse står imidlertid fritt til å tilby sine tjenester til konkurrerende operatører/utbyggere i neste runde. Dette gjør at en eventuell gevinst i form av reduserte kostnader og økt konkurransekraft i leverandørindustrien ikke tilfaller de som skal investere i parken. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er imidlertid disse effektene helt sentrale. Målsetningen om å bygge en norskbasert industri omfatter hele verdikjeden knyttet til utbygging og drift av flytende havvindparker. Dette bidrar til et skille mellom den samfunnsøkonomiske nytten og de bedriftsøkonomiske insentivene en utbygger står overfor.[3]

Differansekontrakter som det foretrukne alternativet for å sikre utbygging av havvind på norsk sokkel

Det er en rekke ulike måter myndighetene kan bidra til å gjøre havvindinstallasjoner lønnsomme for private aktører. Den vanligste formen for støtteregimer i Europa har det siste tiåret vært ulike former for prisgarantiordninger. Tidligere var fastprismodell dominerende i Europa. De siste årene har man imidlertid sett en tydelig trend mot at stadig flere land tar i bruk differansekontrakter. Det finnes også flere studier på norsk som har pekt på differansekontrakter som det foretrukne virkemiddelet for å realisere storskala havvind. Menon (2020) gjennomførte en gjennomgang av åtte ulike støttesystem for flytende havvind, herunder ulike former for prisgarantiordninger. I utredningen er det spesielt med hensyn til kostnadseffektivitet at differansekonktrakter utmerker seg. Menons konklusjoner støttes av Copenhagen Economics (2020) samt Oslo Economics (2022). Også EU-kommisjonen har nylig kommet med et forslag om å satse mer på tosidige differansekontrakter for å avlønne

---

[2] *Enkelte aktører har påpekt at bunnfast havvind kan bygges ut uten støtte på sørlige Nordsjø II om man tillater hybridkabler. Hybridkabler muliggjøre en kobling mot flere land slik at man øker verdien av kraften som produsere, og reduserer den prosjektspesifikke infrastrukturkostnaden. Det er imidlertid ikke etablert rammevilkår for denne type løsninger per dags dato, herunder hvordan eventuelle flaskehalsinntekter skal fordeles mellom de respektive aktørene. Når hybridløsninger kan være operative er derfor svært usikkert.*

[3] *Se for eksempel Klaus Rennings (2020). Redefining innovation – eco-innovation research and the contribution from ecological economics. Ecological Economics, 32(2), 319-332*

[4] *Se blant annet Acemoglu mfl. (2012)*

produsenter av fornybar energi (European Commission, 2022). Menon trekker frem følgende styrker knyttet til kostnadseffektivitet:

- En differansekontrakt gir lavere levetidskostnad for prosjekter sammenlignet med de øvrige støttesystemene fordi man reduserer operatørens eksponering for markedsrisiko. Selv om dette i praksis er en fordelingseffekt mellom utbygger og staten, argumenterer vi for at en omfordeling av «ex ante» politisk risiko i kraftmarkedet reduserer den samfunnsøkonomiske kostnaden.
- En differansekontrakt kan innrettes slik at operatør har insentiver til å finne den høyeste mulige betalingsviljen for kraften som produseres (dvs. den beste mulige anvendelsen av kraften), både i design av prosjektet og i løpet av levetiden. Dette til forskjell fra fastprisavtaler.
- En differansekontrakt kan også innrettes slik at staten i stor grad sikrer seg mot risikoen for å overkompensere enkeltprosjekter. Ettersom finansiering av statlige foretak innebærer en merkostnad i form av vridende skatter og avgifter, reduserer dette risikoen for reelle kostnadsøkninger i samfunns-økonomisk forstand. Overkompensasjon kan også vurderes slik at det har en kostnad i form av at det kan undergrave troverdigheten i et støttesystem og således begrense muligheten for kommende prosjekter.

Utfordringen ligger i at det vil være en avveining mellom disse kvalitetene. Selv om det er bred konsensus om styrkene ved differansekontrakter, både med hensyn til dagens anvendelse og de nevnte analysene, er det en rekke detaljer og nyanser i utformingen av slike kontrakter som påvirker risikofordelingen mellom myndighetene og operatør samt insentivene til å optimalisere verdien av kraften som produseres.

Denne studien vurderer innretningen av et norsk støttesystem basert på dagens praksis og økonomisk teori

Selv om det er bred konsensus om styrkene ved differansekontrakter er det en rekke detaljer og nyanser i utformingen av slike kontrakter som påvirker risikofordelingen mellom myndighetene og utbygger/operatør. I denne rapporten går vi gjennom disse detaljene og vurderer hvordan differansekontrakter for utbygging på norsk sokkel bør utformes for å sikre en mest mulig kostnadseffektiv utvikling. I kjernen av disse vurderingene står avveiningen mellom risikoavlastning på den ene siden og insentiver til å optimalisere verdien av kraften på den andre. Alle vurderinger tar utgangspunkt i dagens praksis i europeiske støttesystem samt eksisterende litteratur på feltet. Deretter vurderer vi teknologisk og markedsmessig relevans for en utbygging av her hjemme. Hovedfokuset i analysen er rettet mot flytende havvind. Det vil imidlertid være store likhetstrekk mellom vurderingene knyttet til bunnfaste og flytende installasjoner. Hovedforskjellen ligger i at sistnevnte er mindre modent og krever et høyere støttenivå. Utviklingen for flytende havvind vil, i det minste på kort sikt, domineres av teknologi- og verdikjedeutvikling. Dette innebærer at man i mindre grad vil fokusere på konsepter knyttet til optimalisering via fleksibilitet og andre løsninger som kan øke verdien av kraften i engrosmarkedet. Dette gjør at avveining mellom insentiver og risikoavlastning kan divergere mellom de to teknologiene. På de områdene vi mener man må tillegge teknologispesifikke hensyn har vi spesifisert dette.

Rapporten er bygget opp som følger: I kapittel 2 vurderer vi hovedparameteren i en differansekontrakt. Dette innebærer en vurdering av hvorvidt kontraktene bør dekke oppside- og nedsiderisiko, hvordan referanseprisen bør defineres samt andelen av produksjonen som bør omfattes. Dette er parametere som er gjensidig avhengige av hverandre i den forstand at hver parameter både øker og begrenser det regulatoriske mulighetsrommet for de øvrige. I kapittel 3 ser vi på mer generelle karakteristika knyttet til utbetalingstak, inflasjonsjustering og muligheten til å gå ut av kontrakter samt det eksisterende regelverket.

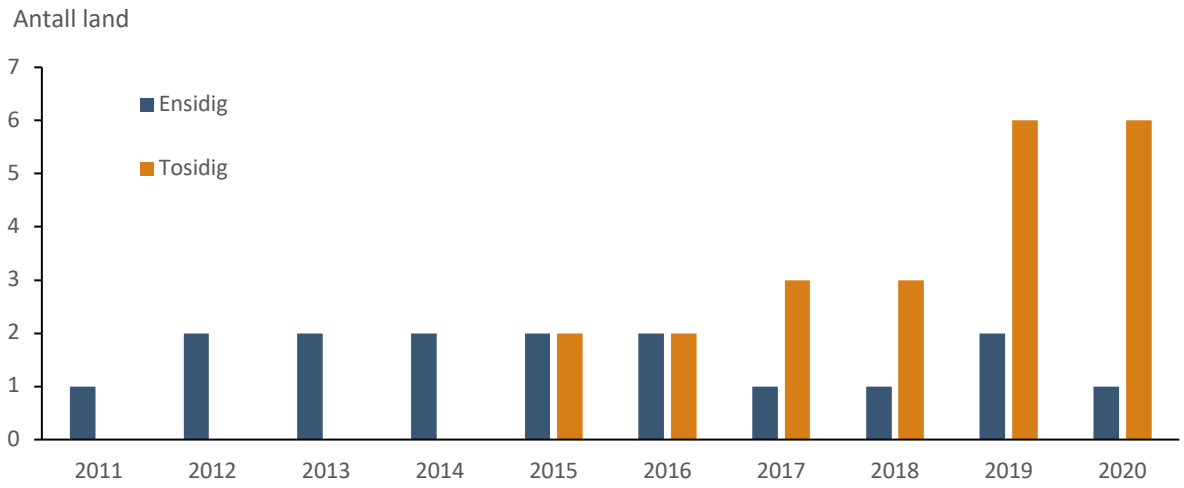
2. Differansekontrakter – Hovedparametere

I dette kapittelet diskuterer vi de fundamentale karakteristikaene ved differansekontrakter og hvordan de påvirker risikofordelingen mellom partene samt havvindaktørenes insentiver å maksimere verdien av kraften som blir produsert. Vi fokuserer på tre hovedparametere: en- og tosidige modeller, innretningen og beregning av referanseprisen, samt hvor stor andel av produksjonen som kan og bør dekkes av en differansekontrakt. Disse detaljene bør sees i sammenheng ettersom effektene de har på kontraktspartenes risiko er betinget av hverandre – innretningen på en av disse parameterne vil påvirke mulighetsrommet for de øvrige. Før vi diskuterer den konkrete innretningen redegjør vi for hvordan differansekontrakter er implementert i europeiske støttesystem knyttet til vindkraftutbygging

2.1. Differansekontrakter og utbygging av vindkraft i Europa

I Europa finnes det per i dag 13 land som opererer med differansekontrakter som økonomisk virkemiddel for å fremme vindkraftutbygging, på land og til havs. Til sammenligning var det i 2011 kun ett land (Nederland) som brukte differansekontrakter. Figuren nedenfor illustrerer denne utviklingen, samt hvordan fordelingen mellom det vi omtaler som henholdsvis *ensidige* og *tosidige* differansekontrakter har utviklet seg over det siste tiåret. Datagrunnlaget er basert på faktiske auksjonsrunder.[5]

Figur 2-1: Utvikling i antall land som har implementert differansekontrakter som virkemiddel for å fremme utbygging av vindkraftanlegg. Inkluderer både hav- og landbaserte vindkraftanlegg. Kilde: AURES II (2022)



Som figuren viser, var det i første halvdel av 2010-tallet i Europa mest vanlig å benytte seg av ensidige differansekontrakter. De siste årene har det imidlertid blitt stadig mer vanlig å implementere tosidige. Tosidige differansekontrakter er i dag normen i land som Storbritannia, Frankrike, Polen og Danmark. I tillegg er det forventet at Spania gjennomfører en auksjonsrunde for flytende havvind ved Kanariøyene i 2023, da med en tosidig differansekontrakt som virkemiddel (Equinor, 2022). Italia benyttet seg i første halvdel av 2010-tallet av ensidige differansekontrakter for både land- og havvind, men har fra 2019 kun benyttet seg av tosidige

[5] *Dersom det ikke har vært noe auksjonsrunde i et spesifikt land i et år inkluderes det ikke i grafen. Storbritannia for eksempel har hatt en auksjonsrunde i 2015, men ikke i 2016. Det betyr at Storbritannia kun telles i 2015 og ikke i 2016.*

differansekontrakter. I auksjonsrundene etter 2019 har Italia kun tildelt støtte til prosjekter på land, men det er planlagt flere auksjonsrunder for flytende havvind mellom 2023 og 2026.[6] I den forbindelse planlegger Italia å innføre tosidige differansekontrakter som ligner på det britiske systemet i disse rundene (Reuters Events, 2022). I Skandinavia er det så langt kun Danmark som har benyttet seg av differansekontrakter som virkemiddel for å støtte utbygging av vindkraftanlegg, også her basert på en tosidig modell.

Når man ser på tabellen under, som gir en oversikt over hvilke land som bruker eller tidligere har brukt differansekontrakter for å støtte vindkraftutbygginger, er det større variasjon i utviklingen for de øvrige hovedparametere, både med hensyn til hvordan man beregner referansepris og lengden på støtteperioden. I det påfølgende kapitlene dykker vi nærmere ned i de landspesifikke innretningene for disse parameterne, og diskuterer hvilke elementer man bør velge i Norge, og eventuelt nye elementer som bør vurderes.

Tabell 2-1: Oversikt over utbredelsen av differansekontrakter rettet mot vindkraft i andre land i Europa. Kilde: Menon[7]

Land	Type	Teknologi	Referansepris	Støtteperiode
Danmark	Tosidig	Havvind	Årlig gjennomsnittspris	20 år
Estland	Ensidig	Landvind	Ukjent	12 år
Frankrike	Tosidig	Både havvind og landvind	Månedlig gjennomsnittspris	20 år
Tyskland	Ensidig	Både havvind og landvind	Månedlig gjennomsnittspris	20 år
Hellas	Tosidig	Landvind, havvind er planlagt mellom 2023-2024	Månedlig gjennomsnittspris	20 år
Ungarn	Tosidig	Landvind	Månedlig gjennomsnittspris	15 år
Irland	Tosidig	Landvind, auksjon for havvind blir utarbeidet p.t.	Timespris på day-ahead-market	15 år
Italia	Ensidig, tosidig	Både havvind og landvind, tosidig kun for landvind	Ukjent	20 år landvind, 25 år havvind
Nederland	Ensidig	Både havvind og landvind	Årlig gjennomsnittspris	15 år
Polen	Tosidig	Både havvind og landvind	Daglig gjennomsnittspris	15 år
Slovakia	Ensidig	Landvind	Timespris	15 år
Slovenia	Ensidig	Landvind	Ukjent	15 år
Spania	Tosidig	Landvind, havvind auksjonsrunde forventet i 2023	Timespris på day-ahead-market	12 år
Storbritannia	Tosidig	Både havvind og landvind	Timespris på day-ahead-market	15 år

2.2. En- eller tosidig differansekontrakt

På overordnet nivå kan man skille mellom to hovedtyper av differansekontrakter. Disse omtales som henholdsvis en- eller tosidige modeller. Begge variantene er utformet slik at konsesjonseierens motpart (som hovedregel myndighetene)[8] forsikrer konsesjonseieren mot lave kraftpriser. Dette ved at myndighetene finansierer differansen mellom en forhåndsdefinert referansepris som utgår fra den variable markedsprisen («referanseprisen») og en strikepris. Strikeprisen bestemmes gjennom auksjoner eller forhandlinger mellom myndighetene og konsesjonseier.

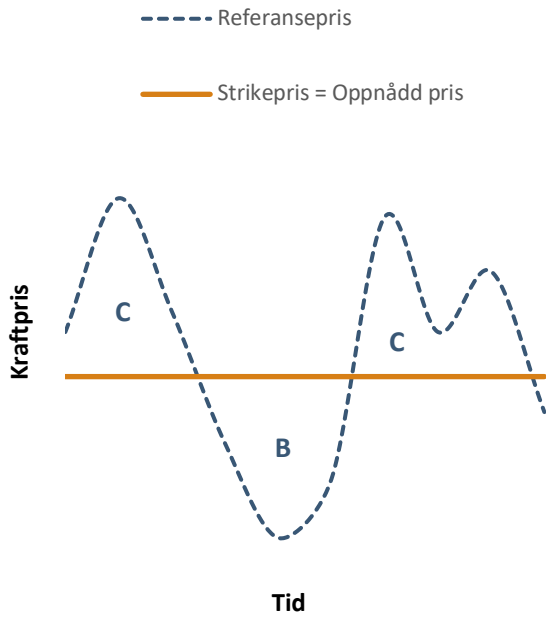
Det som skiller de to modellene er utfallet når referanseprisen *er høyere enn* strikeprisen. Dette er illustrert i figuren nedenfor, med utgangspunkt i at referanseprisen defineres time for time. I en tosidig modell er

[6] *Kilde: Database fra AURES II (2022)*
[7] *Kolonnene «Type», «Teknologi», og Støtteperiode er basert på database fra AURES II (2022). Kolonne «Referansepris» er basert på en landbasert gjennomgang av Menon.*
[8] *Det er ofte et statlig eid selskap som inngår avtalen med konsesjonseieren.*

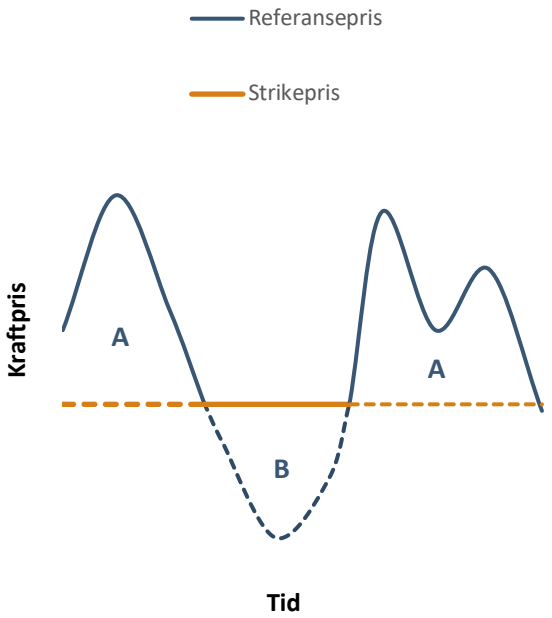
konsesjonseieren forpliktet til å betale differansen mellom referanseprisen og strikeprisen til myndighetene (områdene «C» i illustrasjonen nedenfor). Det vil si at konsesjonseieren alltid får samme pris per solgte kraft-enhet, uansett hvor høy eller lav referanseprisen er (forutsatt at konsesjonseieren alltid selger sin kraft til den gjeldende referansepris). Under en tosidig differansekontrakt bærer staten dermed både ned- og oppsiderisiko.

I en ensidig modell er ikke konsesjonseieren forpliktet til å betale noe til kontraktsmotparten for kraften som selges til en pris som overstiger strikeprisen. I en slik modell følger dermed konsesjonseierens inntekter markedsprisen når referanseprisen er høy (som i området markert med «A» i illustrasjonen nedenfor), mens den er forsikret mot perioder med lav referansepris med et prisgulv (strikeprisen) (området «B» i illustrasjonen nedenfor). Myndighetene bærer dermed kun nedsiderisikoen, mens konsesjonseier får hele oppsiden.

Figur 2-2: Illustrasjon av inntektsstrøm for konsesjonseier med en tosidig differansekontrakt. Heltrukken graf representerer konsesjonseiers inntekt per kraftenhet.



Figur 2-3: Illustrasjon av inntektsstrøm for konsesjonseier med en ensidig differansekontrakt. Heltrukken graf representerer konsesjonseiers inntekt per kraftenhet.



Gitt at det ex ante alltid vil være usikkerhet knyttet til fremtidig kraftprisutvikling innebærer en ensidig modell en betydelig økning i risiko for at konsesjonseier blir *overkompensert* – at konsesjonseier gjennom kontraktens levetid tjener mer enn en «normal» avkastning som en konsekvens av tidvis høye kraftpriser samtidig som man sikres mot lave kraftpriser av myndighetene. Dette har imidlertid også implikasjoner for hvilket nivå på strikepris konsesjonseiere er villige til å tilby i en auksjon om differansekontrakter. Ettersom en ensidig modell innebærer at operatøren får hele oppsiden av høye kraftpriser, vil en ensidig modell gi en lavere strikepris enn en tosidig modell, alt annet likt. Samtidig vil ensidige differansekontrakter gi en høyere markedseksponering (ex ante) enn tosidige modeller. En lavere strikepris for ensidig CfD forutsetter imidlertid at aktørene tillegger det en positiv sannsynlighet for at kraftprisen vil overstige aktuelle nivåer på strikepris gjennom kontraktens levetid og en velfungerende anbudsprosess slik at man priser inn forventningsverdien av «oppsiden» i de respektive budene. Høyere inntektsusikkerhet gjenspeiles i et høyere avkastningskrav og dermed en høyere beregnet

finansieringskostnad til prosjektet.[9] En høyere finansieringskostnad innebærer, alt annet likt, at en aktørs minimalt aksepterte strikepris i en kontrakt øker. Dette er en dimensjon ved ensidige differansekontrakter som trekker i motsatt retning av at konsesjonseier i en ensidig modell er eksponert for oppsiderisikoen i kraftprisene (som isolert sett trekker *ned* strikeprisen). Effekten som trekker ned strikeprisen må imidlertid forventes å være dominerende. Dette gjør at man kan forvente et lavere nivå på strikepris ved ensidige differansekontrakter enn i tosidige kontrakter (som illustrert i Figur 2-3).

Effektene for kontraktenes motpart (myndighetene) av de to alternative innretningene av differansekontrakter er i stor grad et speilbilde av effektene for aktørene som konkurrerer om konsesjonsrettighetene. Vi har allerede nevnt at risikoen for overkompensasjon er høyere ved ensidige kontrakter. I forventning er imidlertid også det samlede støttebeløpet høyere. Årsaken til dette er at usikkerheten knyttet til fremtidig kraftpris gjør at man ved å kun begrense nedsiden øker forventningsverdien av kontrakten. Sistnevnte henger tett sammen med aktørenes verdsetting av risikoavlastning som er nærmere beskrevet i boksen nedenfor.

Den samfunnsøkonomiske effekten av risikooverføring

I utgangspunktet er risikooverføring kun en fordelingseffekt mellom de to motpartene. Menon Economics (2020) argumenterer imidlertid for at en omfordeling av «ex ante» politisk risiko i kraftmarkedet reduserer den samlede samfunnsøkonomiske kostnaden. Denne vurderingen bygger på at det er en grunnleggende forskjell mellom stat og markedsaktørene hva angår eksponering for markedsrisikoen i kraftmarkedet.

Staten kan i stor grad selv påvirke utviklingen i kraftprisen via politiske tiltak rettet mot etterspørselssiden (eksempelvis via krav til elektrifisering på sokkelen) samt tilbudet av strøm (utdeling av konsesjoner). Sistnevnte reflekteres i at man tidligere har vedtatt innstramminger i konsesjoner for landbasert vind. Videre vil en subsidiert utbygging av havvind i stor grad bestemmes av rammevilkårene som settes. Økt produksjonskapasitet til havs gir «kannibaliserings-effekter» som svekker den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til eksisterende anlegg. Private aktører er derimot fullt ut pristakere og dermed også fullt eksponert for myndighetsdrevne endringer i markedet. Dette bidrar til at den prosjektspesifikke politiske risikoen «ex ante» reduseres ved å flytte markedseksponeringen over på staten som har større kontroll over de politiske valgene som påvirker havvindanleggenes lønnsomhet.

På lengre sikt reduseres effekten ettersom det er lite sannsynlig at staten vil endre sin energipolitikk som følge av at en subsidie er bundet opp mot prisutviklingen i markedet. Reduksjonen i det prosjektspesifikke avkastningskravet er kun knyttet opp mot markedsrisiko ved investeringstidspunktet. Ifølge økonomisk teori tyder disse egenskapene på at staten er best egnet for å bære markedsrisikoen knyttet til produksjon av havvindkraft (Shen-fa & Xiao-ping, 2009). Det er usikkerhet knyttet til størrelsen på den samfunnsøkonomiske effekten. På marginen mener vi imidlertid at kostnaden reduseres når staten bærer markedsrisikoen, noe som styrker differansekontrakters kostnadseffektivitet sammenlignet med andre støtteregimer.

[9] *I en vurdering av hvor lav strikepris en auksjonsdeltager vil være villig til å godta beregnes forventet inntekt og forventede kostnader fra havvindinstallasjonen gjennom hele anleggets levetid. Differansen mellom de to diskonteres med auksjonsdeltagerens finansieringskostnad. Denne består av et vektet gjennomsnitt av aktørens kredittkostnad og avkastningskravet til egenkapitalen. Avkastningskravet til egenkapitalen (og dermed finansieringskostnaden) er høyere jo høyere usikkerhet det er knyttet til størrelsen på avkastningen. Alt annet likt innebærer en høyere finansieringskostnad at prosjektets forventede inntekter må heves for at den beregnede lønnsomheten av prosjektet ikke skal reduseres. Forventede inntekter økes gjennom å heve strikeprisen.*

I Europa er det per i dag mest vanlig å bruke tosidige differansekontrakter som støtteordning for både hav- og landbasert vindkraftproduksjon. Ni av de 13 landene i Europa som har innført differansekontrakter har innført tosidige kontrakter. Spesielt de siste årene har flere land begynt å bruke tosidige kontrakter (se Tabell 2-1). Land som har holdt på lenge med differansekontrakter i Europa er Tyskland, Storbritannia, Frankrike, Italia, Danmark, Nederland og Polen. Blant disse bruker kun Tyskland[10] og Nederland ensidige differansekontrakter. I disse landene har kostnadsreduksjoner kombinert med gunstige lokasjoner (nærhet til land, dybde etc.) gjort at subsidieelementet har blitt svært begrenset, og enkelte prosjekt er realisert med såkalte «nullsubsidiebud»[11,12]. Innretningen på støttesystemet vil derfor ha mindre betydning. De øvrige landene har støtteordninger som baseres på tosidige kontrakter. Tosidige kontrakter trekkes også frem som fordelaktige på EU-nivå.

EU-kommisjonen foreslår for øvrig i et «non-paper» fra oktober 2022 å restrukturere det europeiske kraftmarkedet. Forslaget inkluderer blant annet at inframarginale kraftprodusenter (teknologier som ikke er prissettende i markedet som for eksempel fornybar energi og kjernekraft) skal bli avlønnet gjennom tosidige differansekontrakter. Dette skal gjelde for både eksisterende og nybygget energiinfrastruktur (European Commission, 2022). Selv om dette ikke er å anse som et konkret vedtak eller forslag, så understreker det likevel at trenden i Europa går i retning tosidige differansekontrakter.

Vi mener en modell med tosidige differansekontrakter er det optimale virkemiddelet for å støtte utviklingen av havvindkraftproduksjon på norsk sokkel. Det er flere årsaker til dette. Den viktigste forskjellen mellom de to modellene er at risikofordeling blir usymmetrisk i ensidig modell. Dette øker risiko for å *overkompensere* konsesjonseier sammenlignet med en tosidig kontrakt. Med overkompensasjon menes her en situasjon hvor konsesjonseier mottar langt mer subsidier enn hva som er nødvendig for å gjøre et prosjekt bedriftsøkonomisk lønnsomt. Dette vil være utfall hvor kraftprisene viser seg å bli høyere gjennom kontraktsperioden enn hva aktørene forventet da kontrakten ble fastsatt. Ved en tosidig kontrakt er myndighetene sikret ved at konsesjonseier betaler myndighetene for kraften som selges i perioder hvor referanseprisen er høyere enn den avtalte strikeprisen. Ettersom finansiering av statlige tiltak innebærer en merkostnad i form av vridende skatter eller avgifter, reduserer dette risiko for reelle kostnadsøkninger i samfunnsøkonomisk forstand (Menon Economics, 2020).[13] En løsning som sikrer staten mot overkompensasjon kan også redusere risikoen knyttet til fremtidig oppslutning for videre utbygging, hvor man er avhengig av et statlig subsidieelement. Videre argumenterer vi for at kostnadseffektiviteten svekkes med en ensidig modell – forutsatt at oppsiden prises tilstrekkelig inn i anbudskonkurransen. Dette henger sammen med redegjørelsen om risikofordeling i tekst-boksen over. Om «oppsiden» ikke prises tilstrekkelig inn vil en ensidig kontrakt, selv i forventningsverdi, innebære en overkompensasjon.

En mulig svakhet ved en tosidig differansekontrakt, til forskjell fra en ensidig variant, er at den betydelige inntektssikringen i kontrakten gir konsesjonseier et insentiv til å optimalisere *volumet*, heller enn *verdien*, av kraftproduksjonen. Dette er åpenbart dersom en tosidig kontrakt er utformet slik at konsesjonseier mottar en fast sum per produserte kraftenhet helt uavhengig av markedsprisen på denne kraften, gjennom hele

---

[10] Tyskland tildelte i 2017 og 2018 fem av ti differansekontrakter til operatører som la inn bud på strikepris som var lik null. Det betyr de facto at operatørene ikke er dekket av en differansekontrakt og at de bare deltok i auksjonsrunden for å få tildelt konsesjoner (AURES II, 2019).

[11] To av Ørsteds tre vinnende anbud for utbygging i den tyske Nordsjøen i 2017 var uten subsidier.

[12] Vattenfall vant i 2018 to anbud om utbygging av havvind i Hollandse Kust Zuid uten subsidier.

[13] Risikoen for overkompensasjon vil motsvares med en mulighet for underkompensasjon i eksempelvis en investeringsbasert støtte. Men, jo lavere konkurranse (på pris), jo større sannsynlighet er det for at aktører kan «sikre seg» mot underkompensasjon i tildelingen

installasjonens levetid. Denne innvendingen mot tosidige differansekontrakter mener vi imidlertid kan avdempes gjennom innretningen på de øvrige hovedparameterne, herunder innretningen av kontraktens referansepris. En eventuell reduksjon i risikoavlastningen innebærer imidlertid en samfunnsøkonomisk kostnad som må veies opp mot gevinstene som realiseres av å øke markedseksponeringen. Dette diskuteres i de påfølgende kapitlene. Vi vil her også påpeke at en problematisering av tosidige differansekontrakters effekt på insentivene til å verdioptimalisere vindkraftproduksjonen er mindre relevant i en norsk kontekst sammenlignet med andre land i Europa. Dette fordi kraftprisvolatiliteten i Norge er lavere enn i de fleste andre prisområder i Europa, som følge av det betydelige innslaget av regulerbar vannkraft som begrenser volatiliteten i kraftmarkedet betydelig.

2.3. Referanseprisen

En tosidig differansekontrakt slik det her omtales defineres av at det for hver omsatt kraftenhet beregnes en differanse mellom to priser. En av kontraktspartene er skyldig denne differansen overfor kontraktens motpart. Differansebeløpet beregnes som forskjellen mellom en strikepris (som er fast og kjent gjennom hele kontraktsperioden) og en *referansepris*.

Referanseprisen kan innrettes på flere måter, men karakteriseres av at den tar utgangspunkt i den gjeldende markedsprisen på kraft. Detaljene knyttet til hvordan referanseprisen fastsettes utgjør en sentral del av innretningen i en differansekontrakt. Dette fordi innretningen påvirker fordelingen av markedsrisiko mellom partene i kontrakten, og dermed konsesjonseierens insentiver i både utbyggingen og driften av en havvindkraftinstallasjon. Vi vil her beskrive og diskutere tre ulike innretninger av referansepris. De synliggjør alle hvordan ulike innretninger av denne prisen påvirker risikofordeling mellom kontraktspartene og konsesjonseiers insentiver.

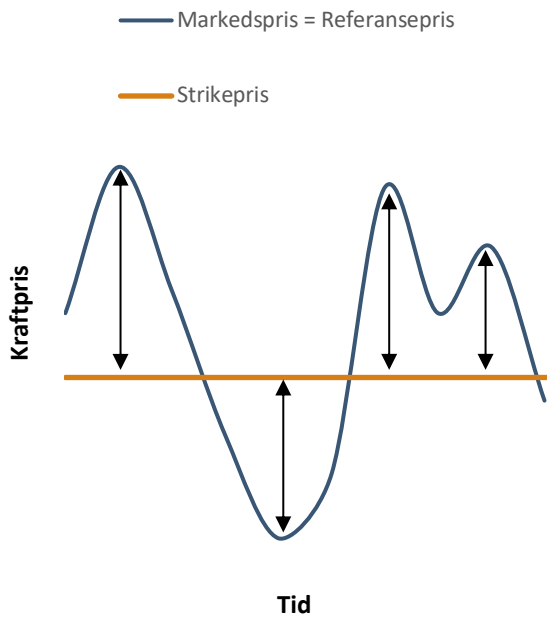
Referanseprisen er markedets spotpris (day ahead). I en slik modell bærer konsesjonseieren svært lav markedsrisiko. Dette fordi referanseprisen til enhver tid vil være svært lik den prisen konsesjonseier klarer å oppnå i markedet. Konsesjonseiers nettoinntekt er dermed alltid svært nære den kontraktsfestede strikeprisen. Fordelen med en slik innretning er at konsesjonseieren har betydelig forutsigbarhet om sin inntektsstrøm, noe som gir lave finansieringskostnader og samlet sett et lavere behov for subsidier enn alternative modeller. Nedsiden er at konsesjonseier har et insentiv til å maksimere *volumet* og ikke *verdien* av den produserte kraften. Konsesjonseieren har videre ingen oppside til hverken å optimalisere kraftproduksjonen slik at det produseres mer kraft når prisene er høye, eller til å finne alternative anvendelser eller kjøpere av kraften (f.eks. PPA-er) enn i spotmarkedet. Det britiske støtteregimet for havvindkraft er et eksempel på en innretning som beskrevet her. Referanseprisen i det britiske differansekontraktregimet er spotprisen (*day ahead*). Eksempler på andre land som har iverksatt samme system er Spania og Irland. Italia vurderer også denne innretningen for de kommende havvindauksjonene (AURES II, 2022).

Referanseprisen er gjennomsnittlig spotpris over en periode (e.g. siste måned eller år). I et slikt regime er nivået på referanseprisen forutsigbar i en periode fremover i tid – og «oppdateres» hver periode. Videre er beløpet som skal overføres mellom konsesjonseier og myndighetene helt frikoblet fra den prisen konsesjonseieren klarer å oppnå i kraftmarkedet. Det danske differansekontraktsystemet, slik det er innrettet for feltet *Thor* utenfor nordvestkysten av Danmark, er et eksempel på en innretning som beskrevet ovenfor (Danish Energy Agency, 2020). Her er referanseprisen den gjennomsnittlige elektrisitetsprisen i spotmarkedet gjennom det foregående kalenderåret og oppdateres følgelig én gang i året. Fordelen med denne modellen er at konsesjonseieren har insentiver til å maksimere *verdien*, heller enn *volumet*, av den produserte kraften, eksempelvis via drift/

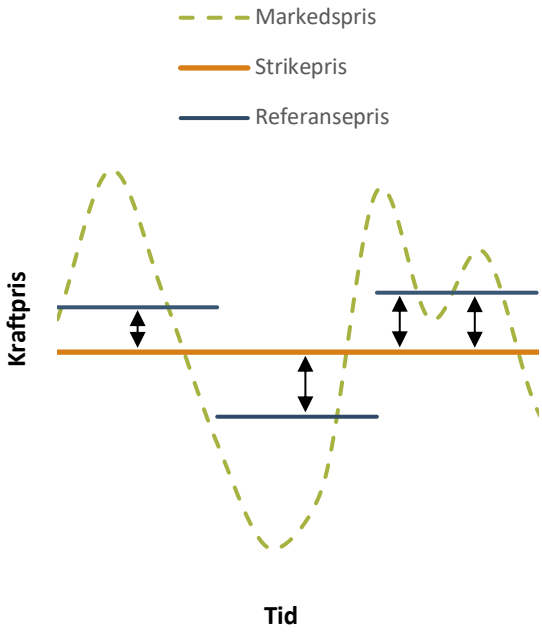
vedlikehold/tilgjengelighet. På sikt kan også fleksibilitet via batteriinstallasjoner etc. være mulig å realisere. Nedsiden med en slik referansepris er at konsesjonseieren er utsatt for risikoen av vedvarende prisfall eller -vekst gjennom kontraktens levetid (ettersom referanseprisen beregnes basert på prisene i en tidligere periode). Dette medfører en høyere markedsrisiko og dermed en økt finansieringskostnad, sammenlignet med en referansepris som er tett knyttet til spotprisen. Høyere markedsrisiko er ensbetydende med en høyere tilbudt strikepris og dermed en høyere forventet samlet subsidie over prosjektets levetid.

En annen ulempe med denne modellen er at den gjennomsnittlige *kraftprisen* over tid kan avvike en hel del fra den faktiske prisen vindkraftprodusenter oppnår i markedet. Volumet av produsert og omsatt vindkraft er avhengig av at vinden blåser. Dette medfører at havvindparker må forvente å oppnå en lavere gjennomsnittlig pris på sin produksjon enn kraftmarkedet som helhet. Denne effekten øker med volum havvind (og landbasert) som utbygges i et område. Jo mer vindkraft som bygges, jo høyere differanse kan man forvente mellom den samlede gjennomsnittlige kraftprisen og den gjennomsnittlige kraftprisen *vindkraftproduksjonen* klarer å oppnå. Dette omtales som en «kannibaliseringseffekt» og henger sammen med at produksjonsprofilene mellom kraftverk i et prisområde har en høy korrelasjon. Den risikoen som ligger i volumutviklingen av fremtidig vindkraftutbygging (og dets effekt på eksisterende vindkraftanleggs forventede nettoinntjening) vil reflekteres i risikovurderingen og strikepristilbud i en auksjonsprosess for differansekontrakter med en referansepris som defineres som gjennomsnittlig kraftpris over en periode. Denne økte usikkerheten fører videre til økte risikopremier, avkastningskrav og tilbudte strikeprisnivåer, som igjen gir økte samlede subsidienivåer.

Figur 2-4: Illustrasjon av inntektsstrøm fra myndighet til konsesjonseier med en differansekontrakt der referanse-prisen er lik gjennomsnittlig timespris.



Figur 2-5: Illustrasjon av inntektsstrøm fra myndighet til konsesjonseier med en differansekontrakt der referanse-prisen er lik gjennomsnittspris over en lengre periode.



Flere land i Europa anvender en form for tilbakeskuende gjennomsnittspris som referansepris i sine differansekontraktregimer. Det er imidlertid en viss forskjell i hvor lang periode som legges til grunn i beregningen av denne gjennomsnittsprisen. I Hellas anvendes en månedlig referanseperiode, mens man i det

danske regimet beregner et årlig gjennomsnitt. I Polen opererer man med en daglig referansepris (Energiloven Polen, 2020).

Referanseprisen er gjennomsnittlig «vindvektet» spotpris over en periode. Denne modellen er i prinsippet den samme som modellen beskrevet ovenfor, med én viktig forskjell. Referanseprisen reflekterer den gjennomsnittlige *vindvektede* kraftprisen (hvilken pris et gjennomsnittlig vindkraftverk «kaprer» i markedet) heller enn den gjennomsnittlige engrosprisen i det aktuelle prisområdet. Dette innebærer at prisrisikoen knyttet til økt vindkraftutbygging overføres fra konsesjonseier til myndighetene. Det følger av redegjørelsen knyttet til fordeling av politisk risiko, hvor det er hensiktsmessig at risikoen «legges» her. Bakgrunnen for dette er at det er myndighetene som har kontroll på volumet av ny vindkraft som realiseres gjennom å åpne områder, tildele konsesjoner, og etablere/videreføre eventuelle støtteordninger.

Fordelen med denne modellen er at den opprettholder de positive optimaliseringsinsentivene som en referansepris basert på gjennomsnittspriser gir. Det vil alltid lønne seg å produsere når prisene er høyest, og eksempelvis innrette driften etter det. I tillegg fjernes deler av risikoen knyttet til fremtidig kraftprisutvikling (kannibaliseringseffekten) som et slikt regime innebærer. I teorien skal dette også medføre at aktører i en auksjonsprosess priser inn lavere finansieringskostnader, som igjen reflekteres i en lavere samlet subsidie, sammenlignet med i en modell hvor gjennomsnittlig *engrospris* er referanseprisen. Om referanseprisen er tilbakeskuende innebærer allikevel modellen en høyere risikoeksponering for konsesjonseier enn et regime med løpende spotpriser som referansepris (den britiske modellen). Dette fordi konsesjonseier fremdeles er eksponert mot risikoen for vedvarende fall i kraftprisen gjennom kontraktsperioden, ettersom referanseprisen er tilbakeskuende (Copenhagen Economics 2020)[14].

Frankrike er det eneste landet i Europa vi har identifisert med en vindvektet referanseprismodell per dags dato (Everoze, 2018). Modellen er mye omtalt og trekkes frem som et effektivt innretning i flere rapporter[15]. Vi har tidligere argumentert for at risikoavlastning for ex ante politisk risiko knyttet til utviklingen i kraftmarkedet er positivt fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Dette tilsier isolert sett at differansekontrakter bør innrettes med spotpris som referansepris. Det er også en slik modell som kan forventes å gi det laveste subsidiebehovet, ettersom risikoavlastningen er større enn i modeller hvor referanseprisen beregnes ut ifra gjennomsnittet over en periode.

Når teknologien, verdikjede og markedsløsninger for havvind modnes vil det å sikre at aktørene har tilstrekkelige insentiver til å optimalisere verdien av den produserte kraften imidlertid bli viktigere. En referansepris som beregnes som et gjennomsnitt av kraftprisen over en periode (f.eks. siste måned) vil da være mer egnet. Om man i større grad ønsker å vektlegge optimaliseringsinsentiver, vil vi særlig anbefale å en modell med en vindvektet gjennomsnittspris. En slik innretning vil etter vår vurdering gi en god balanse mellom risikoavlastning, herunder overføring av ex-ante politisk risiko knyttet til omfanget av vindkraftutbygging, samt gi betydelig insentiver til verdioptimalisering. Fra et samfunnsøkonomisk ståsted vil man imidlertid måtte vurdere om gevinsten fra økte insentiver til å optimalisere kraftproduksjonen er større enn kostnaden – et høyere risikopåslag i anbudene.

---

[14] En løsning med løpende oppgjør hvor referanseprisen settes på slutten av avregningsperioden, eksempelvis per måned, vil denne risikoen reduseres. Samtidig vil imidlertid den kortsiktige forutsigbarheten svekkes. VI har ikke hatt mulighet til vurderer denne innretningen eksplisitt i denne analysen.
[15] Se bl.a. Copenhagen Economics (2020).

2.4. Begrensninger i volum som omfattes av kontraktene

En viktig kvalitet ved differansekontrakter, sammenlignet med andre prisgarantiordninger, er at man kan tilpasse innretningen slik at man hensyntar både risikoavlastning for konsesjonseier og insentiver til å maksimere verdien av kraftproduksjonen. Vi har allerede redegjort for hvordan referanseprisen påvirker disse parameterne. Én annen måte å øke aktørenes insentiv til å verdioptimalisere, er å begrense volumet som omfattes av kontraktene. En slik innretning gir full markedseksponering for den «gjenværende» produksjonen og øker konsesjonseiers økonomiske insentiver til å finne en alternativ anvendelse utenfor spotmarkedet, finansielt eller fysisk. Fra et samfunnsøkonomisk ståsted må man imidlertid vurdere om denne gevinsten er større enn kostnaden knyttet til økt risikopåslag i anbudene.

I praksis er det to måter man kan øke verdioptimaliseringen via å begrense andelen som omfattes. Dagens praksis innebærer å begrense volumet via kontraktslengden. Det er imidlertid også mulig å begrense volumet via andelen av produksjonsvolum som omfattes, gjennom hele levetiden. Sistnevnte vil imidlertid kreve ytterligere utredninger ettersom det går utenfor dagens praksis. Under redegjør vi nærmere for disse to løsningene, før vi diskuterer relevans for utbygging av havvind på norsk sokkel.

Begrenset levetid av differansekontrakter. Differansekontraktene i europeiske land i dag har som hovedregel en kortere varighet enn den forventede levetiden for vindkraftanleggene de understøtter. Dette betyr at konsesjonseieren er fullt ut eksponert for markedet i de siste årene av anleggets forventede levetid. En slik innretning øker prosjektets samlede inntektsrisiko sammenlignet med en differansekontrakt med varighet i hele anleggets levetid. Jo kortere periode differansekontrakten varer, jo høyere blir den gjenværende markeds-risikoen, noe som igjen presser støttebehovet opp, alt annet likt. Alle land i Europa som benytter seg av differansekontrakter for å støtte vindkraftproduksjon har innrettet disse kontraktene med en forhåndsdefinert kontraktvarighet. De fleste regimene opererer med en kontraktslengde på mellom 15 og 20 år. Spania representerer her et unntak, med differansekontrakter med en varighet på kun 12 år. Dette er vesentlig kortere enn den forventede levetiden til havvindanlegg. Slike anlegg har en anslått levetid på rundt 25 år (TWI, 2022), men denne kan forlenges ved oppgraderinger og vedlikehold til helt opp til 35 år.[16] EU-regelverket begrenser støtteordninger til prosjektenes avskrivningsperiode[17].

Begrensning av produksjon som omfattes. En annen mulighet for å sikre tilstrekkelig optimaliseringsinsentiver er å ha en maksgrense for andelen av produksjonsvolumet som til enhver tid omfattes av differansekontrakten. Vi har ikke funnet eksempler på implementering av denne typen kontrakter i vår kartlegging av differanse-kontrakter i andre europeiske land. Basert på økonomisk teori vil vi imidlertid påpeke at en slik innretning vil sikre at konsesjonseier har insentiver til å optimalisere verdien av den produserte kraften gjennom hele levetiden av prosjektet, og ikke kun i «haleperioden» (som er tilfellet ved å begrense kontraktens varighet). Sammenlignet med å begrense levetiden vil dette kunne åpne for at konsesjonseier kan øke inntektssiden i prosjektet allerede i startfasen om det finnes betalingsvillighet og/eller alternativ anvendelse til en pris som er høyere enn forventet spotpris i kraftmarkedet.

For å sikre konsesjonseiers optimaliseringsinsentiver er man avhengig av å redusere risikoavlastningen noe. Vi har tidligere argumentert for at risikoavlastningen som differansekontrakter gir konsesjonseier er positivt med hensyn til den samfunnsøkonomiske kostnadseffektiviteten, alt annet likt. Å øke insentivene til verdi-

[16] *Innspill fra intervju med aktører i næringen.*
[17] *Se blant annet Energistyrelsen (2021) og European Commission (2021).*

optimalisering utenfor engrosmarkedet har med andre ord, som øvrig risikooverføring i differansekonktrakter, en samfunnsøkonomisk kostnad, alt annet likt. Gevinsten vil avhenge av mulighetene for, og verdien av, å inngå avtaler knyttet til alternativ anvendelse, fysisk eller finansielt. For sistnevnte peker andre studier på at sikring via finansielle markeder vil gi en merkostnad per i dag (Oslo Economics, 2022). Dette tilsier at gevinsten, i all hovedsak, må ligge i den fysiske anvendelsen/optimaliseringen. Eksempler på detter er prosjektoptimalisering hvor man søker å ha en (direkte) kobling opp mot hydrogenproduksjon, ladeinfrastruktur eller søker å øke fleksibiliteten via andre fleksibilitetskilder som batterier. En annet alternativ vil være om man i løpet av levetiden får mulighet til å koble seg til nye markeder via hybridkabler.

Volumbegrensning, om det er via kontraktslengde eller via andelsbegrensning, vil ha størst gevinst for bunnfast havvind. Som vi påpekte i forbindelse med referanseprisen er prosjektoptimalisering mindre relevant for flytende havvind, i det minste på kort sikt. Teknologien er per i dag mindre moden, og fokuset for kommende prosjekter ligger på teknologi- og verdikjedeutvikling og i mindre grad på avtaket. For de kommende tildelingene for flytende installasjoner bør man derfor *i større grad* fokusere på risikoavlastning. Ettersom levetiden på havvindparker kan være på over 30 år er det imidlertid viktig å sikre at flytende havvindparker har insentiver til å søke en alternativ anvendelse når løsningene er mer etablerte. Vi mener derfor at det ikke er noe grunnlag for å avvike fra dagens praksis med en begrensning i kontraktslengden for *flytende* havvind. Dagens utviklingstrekk taler også for at man legger seg i det øvre intervallet vi har identifisert i dagens støtteregimer. Vi kommer til samme konklusjon for de kommende tildelingene på bunnfast havvind. Fokuset for Sørlige Nordsjø II er å øke tilgangen på kraft i det norske systemet, samt verdikjedeutvikling. Gevinsten ved å legge til rette for økte insentiver for alternativ anvendelse er derfor svært begrenset, noe som øker verdien av risikoavlastning.

På lengre sikt mener vi imidlertid at en andelsbegrensning bør utredes. Både volum- og lengdebegrensning bidrar til at markedsrisikoen for konsesjonseier øker, noe som igjen bidrar til å øke nivået på strikeprisen. Sistnevnte legger imidlertid til rette for at man kan øke inntektssiden, via alternativ anvendelse, gjennom hele levetiden. Dette kan gi økt kostnadseffektivitet i det aktuelle prosjektet (om gevinsten er høyere enn kostnaden knyttet til risikooverføringen), og bidra til å øke omstillingen i den øvrige økonomien ved at man kan kombinere havvindutbygging og eksempelvis hydrogenproduksjon. En andelsbegrensning kan også bidra til å øke tilbuds-siden i de finansielle markedene, noe som er viktig for prissikringen i den kraftintensive industrien.

Hvor stor andel som bør holdes utenfor differansekontrakter er imidlertid svært utfordrende å kvantifisere. Faren er at man øker den samlede samfunnsøkonomiske kostnaden. Dette kan forekomme om man setter for høyt krav, slik at den marginale gevinsten er lavere enn kostnaden knyttet til redusert markedsrisiko. En modell basert på andelsbegrensning åpner imidlertid for fleksibilitet i anbudsprosessen med hensyn til hvor mye av den (løpende) produksjonen som skal omfattes av kontrakten, eksempelvis ved at man definerer et mulighetsrom per auksjon. En slik løsning åpner for at aktørene selv kan vurdere om det er mulig øke prosjektlønnsomheten via alternativ anvendelse relativt til en høyere risikoavlastning. Derimot vil en slik løsning også innebære at kostnadssiden ikke kan måles direkte på strikepris, men må baseres på forventet subsidienivå over prosjektets levetid. Dette øker kompleksiteten i tildelingsprosessen, noe som øker de administrative kostnadene. Videre er det viktig å vurdere hvordan en andelsbegrensning kan påvirke konkurransesituasjonen, ettersom kryssubsidiering fra konsern som sitter på både tilbuds- og etterspørselssiden i markedet kan gi en fordel i en anbudsprosess.

Selv om vi mener en andelsbegrensning kan være hensiktsmessig, vil det kreve betydelig utredninger før det eventuelt kan implementeres, ettersom det skiller seg tydelig fra dagens praksis. En slik innretning vil derfor ikke

være aktuelt for de kommende tildelingene på norsk sokkel. Gevinsten øker også den teknologiske modenheten noe som taler for at en andelsbegrensning vil være mest relevant for fremtidige tildelinger for bunnfast havvind.

3. Differansekontrakter – Generelle parametere

I dette kapittelet ser vi på mer generelle karakteristikker knyttet til utformingen av differansekontrakter for storskala utbygging av havvind på norsk sokkel. Mer spesifikt diskuterer vi styrker og svakheter knyttet til utbetalingstak, inflasjonsjustering, mulighet til å gå ut av kontrakter samt hvorvidt det eksisterende EU-regelverket påvirker mulighetsrommet. Disse parameterne har liten overlapp mellom hverandre og kan vurderes separat for de øvrige aspektene.

3.1. Tak på utbetalinger

Alle differansekontraktregimer i Europa vi har kartlagt har én eller flere former for begrensninger på hvor mye volum eller prisvariasjon som dekkes av myndighetene. Det mest vanlige her er en begrensning i differanse-kontraktenes varighet – hvor kontraktens varighet er kortere enn den forventede levetiden til den aktuelle havvindinstallasjonen. Dette har vi allerede diskutert i forrige kapittel. Et fåtall av støtteregimene vi har kartlagt har også maksimalbegrensninger for størrelsen på de finansielle overføringene mellom myndigheter og konsesjonseier. Dette tar enten form av et tak på totalbeløpet konsesjonseier (eller myndighetene) er skyldig i en definert periode, eller form av et tak på differansen mellom referansepris og strikepris. Sistnevnte betyr at det er fastsatt en maksimalpremie per produserte strømenhet. Vi fokuserer her på to varianter av denne typen «utbetalingstak» for å redegjøre for hvordan det vil påvirke effektiviteten i differansekontrakten. Felles for denne typen begrensninger er at det øker markedsrisikoen for konsesjonseier, sammenlignet med en tidsuavhengig differansekontrakt uten noen former for tak på finansielle overføringer mellom partene. Effekten av dette er at den lavest akseptable strikeprisen en privat aktør vil godta for å utvikle et felt for havvind-kraftproduksjon øker. Svakheten ligger i at man i svært liten grad øker insentivene for verdioptimalisering.

Maksimalnivå på skyldig totalbeløp over en periode. Et tak på totalbeløp kan gjelde både betalinger fra myndighetene til konsesjonseier og fra konsesjonseier til myndighetene. Slike begrensninger er innrettet slik at dersom skyldig nettobeløp over en periode overstiger et forhåndsdefinert beløp (taket), tilsidesettes differansekontrakten og konsesjonseieren er fullt ut eksponert mot markedsprisen. Effekten av et tak på maksimalnivåer er at det utsetter operatøren for en risiko ved vedvarende ekstremutfall i markedsprisen på kraft. Ved utfall med vedvarende lave priser innebærer dette at konsesjonseier ikke blir fullt ut kompensert av myndighetene. Et tak på beløpet en konsesjonseier må betale til staten har imidlertid en positiv verdi for konsesjonseier. Et slikt scenario oppstår når strømprisene er vedvarende høye og det gir konsesjonseier et insentiv til å (om mulig) øke strømproduksjonen når strømtilbudet er knapt. Begge situasjonene beskrevet ovenfor er ekstremscenarioer med enten et stort strømoverskudd eller en betydelig og vedvarende knapphet i strømmarkedet. Effekten av slike tak på utbetalinger er todelt. For det første påvirker det den forventede samlede nettoinntekten fra havvindparken (gitt at aktørene tillegger det en positiv sannsynlighet at scenarioer hvor dette taket vil nås vil forekomme i løpet av kontraktsperioden). Tak på overføringer fra myndighet til konsesjonseier trekker forventet samlet inntekt ned, og dermed budprisene på strikepris-nivået opp. Tilsvarende fører et tak på utbetalinger fra konsesjonseier til myndighetene til at samlet forventet inntekt går opp, og strikprisnivåene ned. Nettoeffekten er betinget av aktørenes forventninger til kraftprisutviklingen og nivåene på utbetalingstakene. Videre øker inntektsrisiko for konsesjonseier. Om man lykkes med å etablere en symmetrisk innretning hvor verdien av maks- og minimumsnivået (i forventning) er lik, vil ikke prosjektlønnsomheten påvirkes ex ante. Risikopremien øker imidlertid uansett, noe som gir høyere finansieringskostnader og presser prisnivået i anbudsprosessen opp.

Danmark er det eneste landet vi har identifisert, hvor det er innført differansekontrakter med maksimalbegrensninger på nettooverføringer fra både myndigheter til konsesjonseiere og fra konsesjonseiere til myndighetene. Myndighetenes tak ligger på 5 milliarder danske kroner (ca. 7 milliarder norske kroner) og operatørenes tak på 2,8 milliarder kroner (ca. 3,9 milliarder norske kroner) (Energistyrelsen, 2021). Dette betyr at den akkumulerte subsidien en konsesjonseier kan motta aldri kan overstige 5 milliarder danske kroner, mens akkumulert gjeld fra konsesjonseier til myndighetene aldri vil bli høyere enn 2,8 milliarder danske kroner.

Maksimal differanse mellom referansepris og strikepris. En slik begrensning definerer et tak på premien per strømenhet som konsesjonseier enten har krav på eller er skyldig overfor myndighetene gjennom en differansekontrakt. Effekten av dette ligner på de andre kompensasjonsbegrensningene beskrevet ovenfor. Dersom taket begrenser nedsiden av strømprisutviklingen og prisen faller under dette nivået vil ikke operatørens kompensasjon øke. Om taket settes på oppsiden av strømprisutviklingen vil operatøren beholde «overskuddet» over maksnivået. Både maks- og minimumstak på pris gjør at operatørens kontantstrøm i større grad vil påvirkes av markedsprisen. Hvor mye vil avhenge av maks-/min-nivåene. Prosjektets inntekter (i forventning) vil påvirkes på samme måte som vi redegjorde for ved en periodisert begrensning.

De fleste regimene for differansekontrakter vi har kartlagt har definert et tak på nedsiden av kraftprisutviklingen, men som hovedregel er dette knyttet til forekomster av negative priser. EU sine retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøvern og energi (European Commission, 2022) er tydelig på at støttesystem ikke skal gi insentiver til å produsere til priser under marginalkostnad og/eller i perioder med negative priser[18,19]. Grunnen for dette er at det ikke er ønskelig at en operatør av et havvindanlegg har et insentiv til å produsere strøm om kostnaden overstiger verdien i markedet og/eller for å unngå at man insentiverer til mer produksjon i perioder med overskuddskraft (negative priser). Enkelte land, herunder Storbritannia, har imidlertid en regel som tilsier at prispremien først utsettes etter seks sammenhengende timer med negative priser. Den danske regulatoren refererer til dette som et brudd på EU-reglementet og har lagt til grunn en timesbasert begrensning (Energistyrelsen, 2021). I Frankrike kompenseres produsenten etter et gitt antall negative timer på årsbasis under forutsetning av at generator ikke har produsert i disse timene.

Nederland er det eneste landet vi har identifisert som har en positiv minimumspris. Minimumsprisen kalles «basisenergipris» og er teknologispesifikk. Den er lik to tredjedeler av den langsiktige, forventede produksjons-kostnaden per strømenhet (Aurora Energy Research, 2022). Dersom referanseprisen faller under denne terskelen, mottar operatøren kun differansen mellom basisenergiprisen og strikeprisen og bærer dermed en del av nedsiderisikoen (Netherlands Enterprise Agency, 2022).

Når myndighetene setter et tak på hvor mye kompensasjon konsesjonseier kan få, overføres en del av markedsrisikoen tilbake til konsesjonseier (i motsetning til differansekontrakter uten noen form for tak), uavhengig av hvilken av de to løsningene man skulle velge. Som vi redegjør for over trenger ikke dette å påvirke forventet prosjektlønnsomhet, alt annet likt, om man lykkes med å etablere en symmetrisk ordning som begrenser verdien av oppsiden og nedsiden (i forventning) like mye. En effekt man imidlertid ikke kan unngå er at konsesjonseier risikoavlastning med hensyn til markedsutviklingen reduseres. Man får med andre ord en overføring av risiko fra stat til aktørene på norsk sokkel, sammenlignet med en ordning uten tak. Dette vil gjenspeiles i høyere avkastningskrav, noe som bidrar til å trekke opp det minimale nivået på strikepris, og

---

[18] *Par. 123*

[19] *Tilsvarende regler ble tatt inn også i de tidligere retningslinjene for perioden 2014-2020 (European Commission, 2014), par. 104.*

subsidien som kreves for at et prosjekt vil anses som bedriftsøkonomisk lønnsomt. Vi har tidligere argumentert for at en slik risikooverføring reduserer den samfunnsøkonomiske kostnadseffektiviteten om man ikke utløser insentiver knyttet til optimalisering som har tilsvarende verdi. For at dette skal skje, må taket være svært lavt. Et lavt tak undergraver imidlertid differansekontraktens styrker med hensyn til risikoavlastning, som er nærmere beskrevet i kapittel 2.2. Et høyt tak fungerer på sin side mest som en «forsikring» for staten, og vil i liten grad påvirke de bedriftsøkonomiske insentivene knyttet til verdioptimalisering. Om man vurderer en slik innretning er det essensielt at man gjør en grundig evaluering av eventuelle finanspolitiske preferanser opp imot den samfunnsøkonomiske kostnaden en slik innretning vil medfører.

Vi erkjenner at et tak på utbetalinger kan være nyttig i et politisk perspektiv for planlegging av offentlige budsjetter og forutsigbarhet i statens utgifter. Vi anser imidlertid et tak på støttebeløpet som lite hensiktsmessig i et samfunnsøkonomisk perspektiv da det reduserer støtteordningens kostnadseffektivitet.

3.2. Strikepris – justering over tid

Utbygging av en havvindpark tar flere år og den utbygde vindparken må vedlikeholdes gjennom hele parkens varighet. Dette medfører at faktiske nominelle prosjektkostnader er usikre over tid, som en konsekvens av inflasjonsutviklingen. Denne usikkerheten øker prosjektrisikoen og som en konsekvens de finansielle kostnadene til et prosjekt. Den økonomiske usikkerheten på grunn av krigen i Ukraina og det rekordhøye inflasjonsnivået i Europa har for eksempel økt denne risikoen betydelig bare i løpet av det siste året. En løsning som kan redusere slik risiko for prosjekteiere er en justering av avtalt strikepris over tid, med utgangspunkt i sentrale makroøkonomiske parametere. Når en differansekontrakt inneholder en avtalt justering av strikeprisen på denne måten flyttes inflasjonsrisikoen fra konsesjonseier til myndighetene.

En forhåndsdefinert løpende justering av strikeprisen kan kobles til generelle prisindekser, som for eksempel konsumprisindeksen (KPI). Alternativt kan det defineres en egen «havvindkostnadsindeks» som søker å reflektere den teknologispesifikke kostnadsstrukturen og -utviklingen. I utviklingsfasen til en havvindutbygging vil kostnadene i domineres av råvarepriser, mens arbeidskraftkostnadenes andel er høyere i den operasjonelle fasen[20].

Justering av strikepris med en generell prisindeks (KPI eller lignende) reduserer risikoen for konsesjonseier fordi konsesjonseieres lønnsomhet sikres mot vedvarende høyere inflasjon enn forventet ex ante, gjennom kontraktens levetid. Reduksjon av denne risikoen reduserer investorers risikopremie og dermed prosjektenes finansieringskostnader. Samtidig har råvarepriser en høyere volatilitet enn endre priser som inngår i KPI. Derfor vil en KPI-indeksering av strikepris-nivå redusere utviklingskostnadsrisikoen mindre enn en kontrakt som anvender en mer spisset indeksering, som i større grad direkte grad speiler kostnadsutviklingen innen vindkraft. Potensielle indekser kan inkludere råvareprisindekser og lønnskostnadsindekser. Risikoen knyttet til svingninger i nominelle konstruksjonskostnader varer imidlertid bare i selve konstruksjonsfasen, som er en relativt kort periode i forhold til differansekontrakts varighet. Slik risiko kan konsesjonseier enkelt sikre seg mot i velfungerende kapitalmarkeder.

[20] *Utbyggingsfasen krever mer arbeidskraft enn driftsfasen, men arbeidskraftens relative andel av kostnadene vurderes til å være høyere i sistnevnte.*

Gjennomgangen av differansekontraktregimene i Europa viser at Storbritannia, Frankrike og Polen benytter løpende inflasjonsjustering av strikepriser i differansekontrakter i dag. I Storbritannia justeres strikeprisene en-til-en med KPI gjennom hele kontrakten. I Frankrike justeres strikeprisene derimot med én kostnads-indeks gjennom utviklingsfasen (indeksert mot råvareprisindekser og arbeidskraftindeks) og en annen indeks i driftsfasen (indeks bestående av arbeidskraftkostnader og en produsentprisindeks).

En regelstyrt justering av strikepris-nivået i en differansekontrakt gir lavere inntektsrisiko for konsesjonseier, lavere finansieringskostnad og dermed en lavere samlet forventet subsidie sammenlignet med en kontrakt som holder strikepris-nivået nominelt uendret gjennom kontraktsperioden. Vi mener imidlertid at det også er samfunnsøkonomisk effektivt at det er nettopp myndighetene, heller enn konsesjonseiere av havvindparker, som holder den generelle inflasjonsrisikoen i en differansekontrakt. I et velfungerende marked allokeres risiko til den aktøren som har best evne til å vurdere og/eller kontrollere den aktuelle risikofaktoren. Denne aktøren vil ha de laveste risikopremiene og dermed den laveste finansieringskostnaden. I tilfelle inflasjonsrisiko i lange differansekontrakter er det liten grunn til å tro at myndighetene, ved avtaleinngåelse, har en bedre evne til å vurdere fremtidig inflasjonsutvikling enn private aktører. Gjennom kontroll på finanspolitikken har imidlertid myndighetene *delvis kontroll* på den fremtidige inflasjonsutviklingen. Dette tilsier at en innretning av differanse-kontrakter med justering av strikepris-nivået i tråd med en forhåndsdefinert prisindeks kan være hensiktsmessig.

Hvorvidt den anvendte prisindeksen bør være en generell konsumprisindeks som reflekterer den generelle inflasjonen i økonomien, eller en mer spesifikk vindkraftkostnadsindeks er ikke åpenbart. Vi heller like fullt mot å anbefale en generell konsumprisindeks. Dette fordi en slik indeks i mindre grad enn en «vindkraftindeks» kan risikere å legge indirekte føringer for ulike konkurrerende aktørers valg av teknologiske konsepter og valg av materialer i utbyggingen av havvindinstallasjonene.

3.3. Operatørs mulighet til å gå ut av kontrakten etter inngåelse

I avtaler som regulerer usikre kontantstrømmer over tid har en eventuell mulighet for å kansellere avtalen i løpet av kontraktens levetid alltid en verdi for minst en av kontraktspartene. Dette gjelder også for differanse-kontrakter.[21]

Differansekontrakter slik de her omtales innebærer både en risikoavlastning av, og en subsidie til, private aktører. Det vil allikevel kunne forekomme situasjoner hvor en konsesjonseier anser det som lønnsomt å kunne kansellere en allerede inngått differansekontrakt.

I et regime med tosidige differansekontrakter vil dette forekomme dersom kraftprisene øker betydelig i løpet av kontraktsperioden og at disse høye prisnivåene (som ikke var forventet da kontrakten ble inngått) er forventet å vedvare gjennom resten av kontraktsperioden. En kansellering av kontrakten innebærer da at operatørens forventede samlede inntekt fra havvindanlegget blir høyere enn ved å stå i kontraktsforholdet ut kontraktens levetid. Dette fordi differansekontrakten pålegger operatøren å overføre differansen mellom en nå høy

[21] *Myndighetene, som er motpart til operatørene av havvindinstallasjoner, vil i forventning alltid komme best ut av å avbryte avtaleforholdet når installasjonen er ferdigstilt. Dette som en konsekvens av at det i differansekontrakten, i forventning, ligger et subsidieelement. I.e. avtalen er inngått med en forventning om at myndighetene samlet over kontraktens levetid vil ende opp med å overføre penger til operatøren.*

referansepris og den avtalte strikeprisen til myndighetene. Ved å kansellere kontrakten vil konsesjonseieren beholde dette mellomlegget selv.

Hvorvidt konsesjonseier har mulighet til å kostnadsfritt kansellere inngåtte differansekontrakter varierer mellom ulike land i Europa. I Frankrike er det spesifisert at konsesjonseiere kan terminere inngåtte differansekontrakter, men at de i så fall må tilbakebetale all tidligere mottatt støtte ved en terminering av kontrakten. I offentlige beskrivelser av støtteregimene i andre land har vi ikke funnet eksplisitte omtaler av eventuelle betingelser for å terminere inngåtte differansekontrakter.[22]

Vi har ikke tatt stilling til under hvilke betingelser konsesjonseier eventuelt bør få mulighet til å avslutte inngåtte differansekontrakter. Det er imidlertid naturlig at myndighetene krever en kompensasjon i en slik situasjon. Formålet med differansekontrakter er nettopp å avlaste risiko fra private utbyggere. Et sentralt gode ved dette virkemiddelet er imidlertid at myndighetene kompenseres for risikoen de tar ved å motta betalinger fra konsesjonseier ved en markedsutvikling med høye kraftpriser.

Flere havvindfelt langs kysten i Europa har de siste årene blitt tildelt gjennom auksjoner hvor de vinnende budene blir stadig lavere og i enkelte tilfeller også har vært såkalte «null-bud». I slike situasjoner vil auksjonsdeltagerne være tjent med å gi et lavere bud enn hva de kalkulerer vil være lønnsomt, for så å gå ut av avtalen umiddelbart etter å ha vunnet auksjonen, dersom det ikke er noen kostnader knyttet til å avslutte differansekontrakten.

Hvordan påvirker en eventuell mulighet for konsesjonseier til å kostnadsfritt kansellere differansekontrakten risikofordelingen mellom konsesjonseier og myndighet? En slik mulighet representerer en risikooverføring fra konsesjonseier til myndighetene, og medfører dermed at konsesjonseier vil kunne tilby en lavere strikepris i auksjoner eller forhandlinger med myndighetene. Dette som følge av at opsjonen til å kansellere en eventuell kontrakt frem i tid innehar en positiv verdi. Denne verdien inngår i en rasjonell aktørs vurdering av hvor lav strikepris man er villig til å godta for å bygge ut og operere en havvindinstallasjon. Det er imidlertid ikke gitt at det å tilby en opsjon til å kansellere differansekontrakter i løpet av kontraktens varighet vil gi seg fullt utslag i at auksjonsdeltagere reduserer sine bud tilsvarende den antatte verdien av en slik opsjon. Opsjonen vil kun realiseres i et scenario hvor kraftprisene stiger vesentlig mer enn hva aktørene forventer. Risiko for at myndighetene ved et slikt scenario innfører former for midlertidige eller permanente ekstraskatter (grunnrenteskatt, høyprisbidrag e.l.) prises også inn i verdsettelsen av en eventuell tilbudt opsjon og vil dempe reduksjonen en slik opsjon har på auksjonsdeltagernes bud.

3.4. EU-regelverket – begrensninger og muligheter

Som hovedregel er statsstøtte forbudt i EØS-regelverket, men det finnes en rekke unntak. Offentlig støtte kan være nødvendig for å bøte på markedssvikt, sikre tilgang på viktige tjenester og oppnå mål som også EU anerkjenner – herunder klimagassreduksjoner. Etter en gjennomgang av gjeldende regelverk er det vår vurdering at mulighetsrommet knyttet til kalibreringen av parameterne vi har analysert i dette prosjektet i liten grad vil påvirkes av statsstøtteregelverket. Statsstøtteregelverket påvirker i all hovedsak *tildelingen* og ikke selve *utforming* av differansekontrakter. Kravene som angår utformingen av kontraktene inkluderer krav til at støtten er nødvendig, proporsjonal og transparent, samt at prosjektet ikke ville blitt gjennomført uten den tilkjente

[22] *Merk at vi bygger dette på at det ikke er noen omtale av denne problemstillingen i offentlige beskrivelser av hvordan differansekontraktene i disse landene er utformet. Vi kan ikke utelukke at myndighetene i disse landene ikke vil være villige til å la seg kjøpe ut av differansekontraktene de har inngått med operatører.*

finansielle støtten. Disse kravene vil etter vårt syn alle være oppfylt dersom støtten tildeles gjennom anbudskonkurranser, da private aktører da vil konkurrere «ned» nivået på støtten slik at denne er proporsjonal. At tildeling gjøres gjennom auksjoner, sikrer også transparens i tildeling. For utformingen ligger begrensning på støtte ved negative priser[23]. Sistnevnte er imidlertid ikke i konflikt med vår drøfting og anbefalingene vi presenterer i rapporten.

EU har nylig publisert retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøvern og energi. Dokumentet definerer rammene nasjonale myndigheter har for å gi statsstøtte i tråd med regler for det indre marked (European Commission, 2022). En nyhet i disse retningslinjene er at medlemsstatene nå blir gitt fleksibilitet til å holde teknologispesifikke auksjoner. Kommisjonen erkjenner at energiomstillingen bare kan leveres med en blanding av forskjellige fornybare teknologier, og vektlegger teknologispesifikk modning. Retningslinjene nevner i ledd 121 spesifikt inntektsstabiliserings-mekanismer i form av differansekontrakter (CfD) som en god modell for å støtte videre utvidelse av fornybar energi (European Commission, 2022). Mer spesifikt peker retningslinjene i fotnote 69 på at differansekontrakter, og især karbon-differansekontrakter, kan være et nyttig verktøy for å bringe frem banebrytende teknologier (European Commission, 2022).

[23] *Se blant annet Energistyrelsen (2021) og European Commission (2021).*

4. Referanseliste

AURES II. (2019). *Auctions for the support of renewable energy in Germany.*

AURES II. (2022, juni). *AURES II Database*. Retrieved from http://aures2project.eu/auction-database/

Aurora Energy Research. (2022). *Outlook on SDE++ 2022: what can be expected from the upcoming round.*

Commission, E. (2014). *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01).*

Copenhagen Economics. (2020). *How to provide the cheapest green electricity - Concession payments vs. Contract for Difference in offshore wind auctions.*

Danish Energy Agency. (2020). Subsidy scheme and other financial issues for Thor OWF.

Energiloven Polen. (2020). Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. (Artikkel 40, 2. ledd).

Energistyrelsen. (2021). Retrieved from Subsidy scheme and award criterion for Hesselø Offshore Wind Farm: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/subsidy_scheme_for_hesselo_owf.pdf

Equinor. (2022). *Equinor and Naturgy team up to explore offshore wind development in Spain*. Retrieved from https://www.equinor.com/news/20220406-naturgy-explore-offshore-wind-development-spain

European Commission. (2014). *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01).*

European Commission. (2021). *State Aid SA.57858 (2021/N) - Denmark - Thor Offshore wind farm.*

European Commission. (2022). *Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022 (2022/C 80/01).*

European Commission. (2022, Oktober). Policy options to mitigate the impact of natural gas prices on electricity bills.

Everoze. (2018). Price capturing: French renewables' new hobby?

Kröger, M., Neuhoff, K., & Richstein, J. C. (2022). *Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisrisiken.* Retrieved from https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.851308.de/22-35.pdf

Menon Economics. (2020). *Virkemidler for å realisere flytende havvind på norsk sokkel.* Retrieved from Virkemidler for å realisere flytende havvind på norsk sokkel: https://www.menon.no/wp-content/uploads/2020-116-Virkemidler-for-å-realisere-flytende-havvind-på-norsk-sokkel.pdf

Menon Economics. (2022). *En ambisiøs satsing på flytende havvind.*

Multiconsult. (2021). *Ny rekord i norsk fornybarnæring*. Retrieved from https://www.multiconsult.no/ny-rekord-i-norsk-fornybarnaering/

Netherlands Enterprise Agency. (2022). *SDE++ 2022: Stimulation of sustainable energy production and climate transition (SDE++).* Retrieved from https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/07/20220712-English-brochure-opening-round-2022_1.pdf

Oslo Economics. (2022). *Vurdering av utvalgte støtteordninger for flytende havvind.*

Reuters Events. (2022). *Italy set to spearhead floating wind in southern Europe*. Retrieved from https://www.reutersevents.com/renewables/wind/italy-set-spearhead-floating-wind-southern-europe

Shen-fa, W., & Xiao-ping, W. (2009). The rule and method of risk allocation in project finance. *Procedia Earth and Planetary Science*.

TWI. (2022). *How Long do Wind Turbines Last?* Retrieved from https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/how-long-do-wind-turbines-last

Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et medarbeidereiet konsulentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked. Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside www.menon.no.

+47 909 90 102 | post@menon.no | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | menon.no