

Beskrivelse af forventet metode til økonomisk analyse af energigørerne

2. Langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen

Kontor/afdeling
Center for Systemanalyse

Dato
15-09-2021

J nr. 2021-7012

Indledning

Som beskrevet i *Forventede analyseaktiviteter vedrørende energigørernes økonomi* er etableringen og den efterfølgende drift af energigørerne en kompleks businesscase med en lang tidshorizont. Dette tilsiger, at de økonomiske perspektiver for energigørerne belyses ved brug af flere supplerende analysemetoder, som hver især kvalificerer forskellige aspekter og risici i tilknytning til energigørernes økonomi.

Energigørernes rentabilitet afhænger i høj grad af elprisen. Givet energigørernes lange levetid er der brug for fremskrivninger af elpriser mange årtier frem for at kunne lave cost-benefit-analyser over den relevante tidsperiode. Det rejser spørgsmålet: *hvordan fremskrives den meget langsigtede elpris – og de dermed forbundne usikkerheder - bedst?*

Energistyrelsens detaljerede teknisk-økonomiske Ramses-model simulerer aktuelt elpriser mv. frem til 2040. Dette gøres på baggrund af en række antagelser om bl.a. udviklinger i hele Europas elforbrug, kraftværkskapaciteter, udbygning med ny VE, brændsels- og kvotepriser, m.v. Inden for den eksisterende modelramme er det i princippet muligt at gøre sig antagelser om disse forudsætninger med henblik på at lave fremskrivninger endnu længere ud i fremtiden. Sådanne langsigtede, specifikke simuleringer af et givent system kan dog vanskeligt kvantitativt beskrive alle relevante udfaldsrum for energisystemets udvikling.

Energistyrelsen vil derfor supplere de detaljerede elmarkedsmodeller med et mere aggregeret perspektiv, hvor beskrivelsen af elmarkedet simplificeres, og fokus flyttes til nogle få overordnede faktorer, som må antages at drive den langsigtede elprisudvikling og indtægtsmulighederne for dansk havvind. Dette langsigtede perspektiv vil bl.a. skulle forholde sig til udviklingen i produktionsomkostninger og potentialet for udbygningen af vedvarende energi i Europa. Ligeledes spiller hastigheden i afviklingen af den tilbageværende fossile produktion samt udviklingen i efterspørgslen (herunder omfanget af fleksibelt forbrug til fx brintproduktion) en rolle.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



En langsigtet analyse af både udbuds- og efterspørgselssiden af elmarkedet i Nord-europa er omfangsrig og vil kræve indgående indsigt i europæiske og nationale forhold uden for Danmark, selv hvis der kun tages en overordnet tilgang. I forhold til analyserne af den langsigtede prisudvikling vil Energistyrelsens fokus derfor i første omgang være på havvindens langsigtede prissætning i Danmark (og i de lande, som Danmark er – og forventes fremover at kunne blive – systemmæssigt forbundet med). I dette notat beskrives en metode til at konstruere en langsigtet udbudskurve for havvind – baseret på analyser af Nordsøens havarealer og estimater for de langsigtede omkostninger ved at producere el ved havvind.

Resultaterne fra analysen kan bruges som input i cost-benefit-analyser og andre analyser af energierne. Dernæst kan analysen bruges til at vurdere, i hvor høj grad dansk havvind kan forventes at være regionalt konkurrencedygtig på lang sigt. Analysen vil være et væsentligt bidrag til vidensgrundlaget for eventuel senere opbygning af egentlige samlede langsigtede scenarier for de omtalte landes energisystemer.

Baggrund

En komplet samfundsmæssig analyse af energiernes økonomi (dvs. inkl. ændringer i producent- og forbrugeroverskud, flaskehalsindtægter, mv.) kræver i princippet en detaljeret model af både udbuds- og efterspørgselssiden på elmarkedet. Desuden skal modellen dække hele energio-projektets levetid, dvs. som minimum hele perioden frem til 2060.

Energistyrelsens hidtidige analyser vedrørende energiernes økonomi har været baseret på output fra en sådan detaljeret model (Ramses-modellen). Modellens forudsætninger er bl.a. baseret på ENTSO-E's scenarier¹ for udviklingen af det europæiske elmarked. Det centrale scenarie løber imidlertid kun frem til 2040, hvorfor Energistyrelsen p.t. kun simulerer elmarkedet til og med dette år. For årene efter 2040 har der hidtil været anvendt en mekanisk ekstrapolation af Ramses-resultaterne (se punkt 1 nedenfor for nærmere beskrivelse).

Udfordringen med perioden efter 2040 kan håndteres på forskellig vis. En mulig vej, jf. nedenfor, er i første omgang at konstruere en langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen – for derigennem at få et plausibelt bud på den langsigtede (havvindvægtede²) elpris ved forskellige niveauer for udbygning under forudsætning af, at hverken øvrige lande eller EU yder støtte til havvind. Udbudskurven for havvind består i praksis af de forventede samlede omkostninger til etablering og drift af forskellige niveauer af havvind radialt forbundet til de analyserede lande. Dette er – som nævnt – ikke tilstrækkeligt til en komplet samfundsmæssig økonomisk analyse, men er et centralt og

¹ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators - Electricity) er et forpligtende samarbejde for de europæiske TSO'er for el, som bl.a. har til opgave at levere investeringsplaner for den europæiske elinfrastruktur. De udvikler derfor detaljerede scenarier for udviklingen af den europæiske elinfrastruktur.

² Den gennemsnitlige spotpris, som havvindmøller opnår (givet ved total indtjening divideret med total produktion).



værdifuldt input til at kvalificere de langsigtede aspekter af den projektøkonomiske analyse, som afhænger kritisk af den estimerede afregningspris for el fra havvind i Nordsøen.

Den (havvindvægtede) elpris kan fremskrives efter 2040 på forskellige måder. Nedenfor er en række relevante muligheder oplistet (ordnet efter stigende kompleksitet og forventet ressourceforbrug). Energistyrelsen har hidtil anvendt metode 1, men vil i 2021 supplere med metode 2, og på længere sigt evt. med metode 3 eller 4:

1. **Elprisen kan fremskrives mekanisk** (dvs. den hidtidige metode). Det kan fx antages, at elprisen forbliver på et fast niveau efter 2040. Det kan være samme niveau som Ramses-modellens 2040-priser (i faste priser) eller gennemsnittet over en periode før 2040. Alternativt kan en trend i elpriserne før 2040 forlænges til efter 2040. Denne metode er simpel, men mangler teoretisk og empirisk fundament.
2. **Der kan konstrueres en teoretisk langsigtet udbudskurve** for havvind ud fra data om det tekniske potentiale (baseret på havdybder, afstande til land, vindforhold) og forventede anlægs- og driftsomkostninger. En sådan udbudskurve vil kunne vise den forventede, gennemsnitlige afregningspris for havvind for et givet niveau af *støttefri* udbygning af potentialet. Fordelen ved denne tilgang er, at data- og udviklingsbehovet er forholdsvis moderat. En vigtig begrænsning er, at resten af elmarkedet (dvs. både andre produktionsteknologier og efterspørgslen) ikke indgår, hvorfor det ikke – uden yderligere antagelser – kan bestemmes, hvor på denne udbudskurve markedet ender op i et bestemt år. Analysen vil være særligt følsom for eventuelle uforudsete teknologiske nybrud, som eksempelvis kan gøre det markant billigere at opføre havvind på større havdybder.
3. **Hele elmarkedet kan simuleres med en mere grovkornet model** (relativt til Ramses og lignende modeller), der bruger mere aggregerede data som input. Elmarkedet kan modelleres ud fra udbudskurver for de mest relevante teknologier, og efterspørgslen kan deles op i nogle få sektorer (fx lav vs. høj fleksibilitet). En sådan mere overordnet model vil kunne bruges til at danne et bud på, i hvilket niveau afregningspriserne for forskellige teknologier kan forventes at ligge i fremtiden. Modellen kan også bruges til at kvantificere usikkerheden om elprisen ved at indbygge investeringer i elproduktion og elforbrug over tid samt inkludere eventuelle eksogene stød. Fordelen ved denne type model er, at den beskriver hele elmarkedet, men stadig har et relativt begrænset behov for inputdata og derfor tillader kort beregningstid, hvilket gør analyser af et stort antal scenarier fremkommeligt. Disse fordele skal afvejes mod tabet af detaljeringsgraden, både i den tidsmæssige opløsning og i stratificeringen af producenter og forbrugere.
4. **Hele elsystemet kan simuleres med en detaljeret bottom-up model** som Ramses eller en lignende model (fx Balmorel eller BiD, som bl.a. Energinet anvender) med en længere tidshorisont end 2040. Ramses-modellen ville i



princippet kunne simulere elpriser mange årtier frem. Det ville dog kræve tilsvarende langsigtede – og meget detaljerede – scenarier for udviklingen i elproduktions- og transmissionskapaciteter i alle de områder af Europa, som er relevante for prisdannelsen i Danmark. Det ville også kræve yderligere modeludvikling vedr. efterspørgselssiden. Fordelen vil være meget detaljeret output vedr. elproduktion og handelsstrømme inkl. flaskehalsindtægter over hele den analyserede periode. Ulemperne er primært, at usikkerhederne om energisystemets langsigtede udvikling vil være vanskelige at afspejle i denne høje detaljeringsgrad, samt længere implementeringstid, meget omfattende behov for inputdata og en endnu længere beregningstid, end modellen har i dag.

Til energiøanalyserne i efteråret 2021 lægges der op til at anvende den eksisterende Ramses-model (uddybes i *Notat 4. Cost-benefit-analyser af energierne*) i kombination med metode nr. 2 ovenfor, dvs. en teoretisk langsigtet udbudskurve for havvind. Dette giver mulighed for at etablere langsigtede pejlemærker, som vil kunne kvalificere ekstrapoleringen af Ramses-resultater.

De mere omfattende tilgange (nr. 3 og 4) kræver betydelig udviklingstid, og kan derfor ikke forventes at være klar i efteråret 2021. Energistyrelsen vil påbegynde dette udviklingsarbejde sideløbende med tilgang nr. 2, men tidshorizonten for anvendelse af disse tilgange er længere.

Den partielle, udbudsbaserede tilgang kan dog betragtes som et vigtigt første skridt i tilgang nr. 3.

Nedenfor gives en mere detaljeret beskrivelse af metoden til at konstruere den langsigtede udbudskurve for havvind i Nordsøen (nr. 2 i ovenstående).

Teoretisk udgangspunkt

Den udbudsbaserede tilgang, der kun fokuserer på afregningsprisen for havvind, kan bygges på en teoretisk forventning om, at elmarkedet på lang sigt vil bevæge sig mod en ligevægt, hvor alle teknologier forventes at opnå en indtjening, der lige netop dækker alle omkostninger, der er forbundet med anlæg og drift af teknologierne³. Tilgangen bygger på en række antagelser, hvoraf de mest centrale er:

- Fravær af statsstøtte i de pågældende lande og på EU-niveau
- Udviklere af havvind er pristagere (dvs. konkurrencen er velfungerende)
- Udviklere af havvind har adgang til over tid at etablere den kapacitet, de – ud fra en erhvervsøkonomisk vurdering – ønsker⁴

³ Det svarer til antagelserne i Dansk Energis Elpris Outlook 2021, hvor de havvindvægtede afregningspriser i deres grønne scenarie stabiliserer sig omkring de gennemsnitlige omkostninger for havvind på lang sigt (Elpris Outlook 2021, s.18).

⁴ I praksis er elmarkedet ikke så åbent og tilgængeligt. Elmarkedet er mere reguleret end mange andre markeder, hvilket fx kommer til udtryk i tilslutningsbetingelser, afgifter, støtteordninger, mv. For eksempel er muligheden for at opstille havvindparker i de fleste lande betinget af deltagelse i udbud, hvilket



Ingen af disse antagelser vurderes fuldt opfyldt i praksis, men omvendt er de heller ikke så urealistiske, at resultaterne af analysen bliver uinteressante. I praksis vil markedet desuden aldrig være i perfekt ligevægt, og der vil potentielt være lange perioder, hvor der enten er underkapacitet (pga. af en mangeårige forsinkelse fra beslutningen om at etablere en havvindpark til driftsstart) eller overkapacitet (pga. ugunstige ændringer i markedsforholdene efter tidligere udbygninger). Fokus i analysen er imidlertid ikke på sådanne kortsigtede tilpasninger, men på de langsigtede, strukturelle markedsforhold.

Analysen vil kunne anvendes til dels at kvalificere, hvorvidt havvind fra energiøerne på lang sigt kan forventes at kunne konkurrere med andre Nordsø-landes havvindspotentialer, og dels at kvalificere, til hvilket prisniveau havvind kan forventes at blive afregnet i de enkelte lande og i Nordsø-regionen som helhed. Analysen vil ikke give et præcist estimat for udviklingen i den generelle eller havvindvægtede elpris mellem bestemte år, ligesom den kun overordnet kan anskueliggøre de mulige gevinster ved at investere i interconnectorer mellem forskellige elprisområder.

Ligevægt på langt sigt

Hvis teknologierne på lang sigt skal have dækket deres samlede omkostninger, skal deres indtægt per kWh el svare til de gennemsnitlige omkostninger forbundet med at producere én kWh el. På lang sigt dækker de gennemsnitlige omkostninger over *alle* omkostninger forbundet med at producere. I havvinds tilfælde er det investeringsomkostninger til havvindmøllepark og nettilslutning, faste og variable driftsomkostninger, omkostninger ved dekommissionering af havvindparken, når levetiden er slut eller produktionstilladelsen ophører og evt. omkostninger til forstærkning af eksisterende transmissionsforbindelser⁵.

I en situation, hvor indtægten per kWh er højere end de gennemsnitlige omkostninger for en given teknologi, vil nye virksomheder entrere, indtil kapaciteten på markedet har tilpasset sig en ny ligevægt. Når det er sket, vil de teknologivægtede elpriser teoretisk set igen svare til de gennemsnitlige omkostninger. Eksempelvis vil havvindudviklere blive ved med at opføre havvindskapacitet til og med det punkt, hvor de forventer, at deres gennemsnitlige omkostninger bliver dækket. Hvis prisen falder under de gennemsnitlige omkostninger, lider ejeren tab, og kapaciteten vil på sigt blive reduceret – om end det kan tage lang tid pga. anlæggenes lange levetider og de meget lave marginale omkostninger, jf. ovenfor. På den måde kan det formodes, at elprisen på lang sigt, over årene vil fluktuere omkring en ligevægt, hvor afregningsprisen svarer til de gennemsnitlige omkostninger ved at producere el fra havvind.⁶

umiddelbart begrænser udbygningen. Over tid må det dog forventes, at rentable havvindsprojekter vil blive godkendt og opført i det omfang, der findes egnede havarealer.

⁵ Disse langsigtede gennemsnitsomkostninger udtrykkes typisk som LCoE (levelised cost of energy), jf. senere afsnit.

⁶ Regulering mv. kan gøre, at indtægten per kWh er forskellig fra elprisen. F.eks. vil tilskud føre til en indtægt, som er højere end selve elprisen. Under antagelse af, at elmarkedet på lang sigt vil være et



For at kunne beregne de gennemsnitlige omkostninger er der dog behov for både data om omkostninger og om den forventede produktion. Sidstnævnte kan ikke bestemmes for alle teknologier i markedet. For fleksible teknologier, såsom biomasse og gasfyrede kraftværker, vil mængden af produktion skulle bestemmes ud fra efterspørgsel i de enkelte timer og udbud af andre former for el. For disse teknologier er der derfor behov for en modellering af markedet, for at kunne bestemme produktionen. For teknologier med meget lave marginale omkostninger er det nemmere at bestemme de gennemsnitlige omkostninger, da de typisk vil producere op til deres tekniske potentiale. Det tekniske potentiale, udtrykt i fuldlasttimer, er nogenlunde kendt, ligesom der er skøn over omkostningerne over tid. Derfor kan der for havvind gives et skøn over den gennemsnitlige omkostning på forskellige tidspunkter frem til i hvert fald 2050.

Ligevægt på kort sigt – elmarkedets funktion i dag til at håndtere udsving inden for året og det enkelte døgn

På kort sigt vil elpriserne ikke nødvendigvis svare til de langsigtede gennemsnitlige omkostninger, men blot de marginale omkostninger. Nedenfor beskrives dynamikken på elmarkedet på kort sigt, og hvorfor disse elpriser i enkelte år og timer kan være forskellige fra det langsigtede ligevægtsniveau.

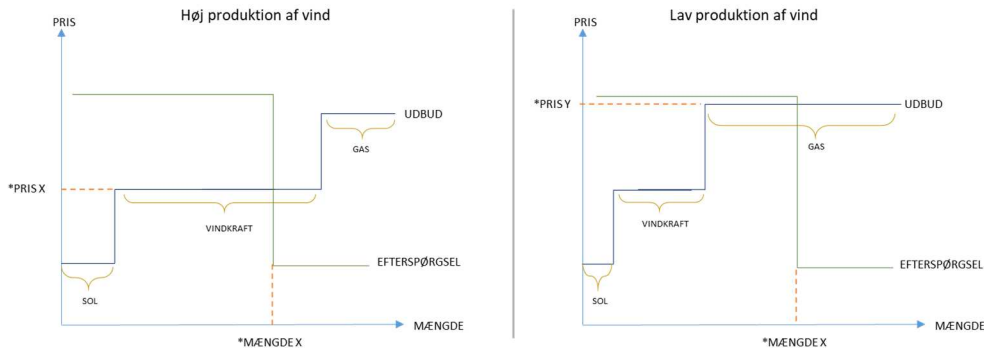
Handel på det nordiske elmarked foregår på forskellige elbørser, der administrerer forskellige elmarkeder. Det væsentligste for denne analyse er "day-ahead-markedet", hvor den overordnede systempris og priserne time for time fastsættes i det efterfølgende døgn for de enkelte elområder⁷. Day-ahead-markedet fungerer som en auktion, hvor clearingsprisen er uniform, dvs. er ens for alle. Prisen sættes derfor af den teknologi (eller det værk⁸) med de højeste omkostninger, der skaber ligevægt på markedet, jf. figur 1. Det dyreste værk, der producerer, modtager derfor i teorien en afregningspris, som lige præcis dækker dette værks marginale omkostninger (eller lidt over). For de andre værker, der producerer, vil clearingprisen ligge over de marginale omkostninger.

åbent marked med tilstrækkelig konkurrence og fravær af tilskud mv., vil elprisen dog gå imod udbydernes langsigtede gennemsnitlige omkostninger ved at producere el.

⁷ De andre delmarkeder håndterer uforudsete fluktuationer, udsving mv. og vil ikke blive forklaret yderligere i dette notat.

⁸ Ordet værk anvendes her om alle produktionsenheder, dvs. fx et kulkraftværk, vandkraftværk eller en havvindpark.

Figur 1: Clearing på elmarkedet



Kilde: Egen illustration (Energistyrelsen)

Note: De to simplificerede figurer viser, hvordan system-elprisen 'clearer' på markedet. Forskellen på de to illustrationer er de respektive mængder af el udbud af de tre forskellige teknologier. Vindkraft har relativt lave marginal omkostninger, mens gas har høje marginalomkostninger. Derfor byder de ind med forskellige priser. Selvom den handlede mængde på markedet er den samme, opnås to forskellige priser i de to eksempler, fordi mængden af vindkraft udbudt er forskellig i de to eksempler.

Selv om clearingprisen for de fleste værker vil overstige de marginale omkostninger, er det ikke sikkert, at prisen er høj nok til dække *alle* omkostninger (dvs. inkl. faste omkostninger mv.). På kort sigt er produktionskapaciteten fast, og producenterne vil derfor producere el, så længe afregningsprisen er over eller lig deres individuelle marginale omkostninger. På ethvert tidspunkt (og også over længere tid) kan den afregningspris, som havvind opnår, derfor afvige fra et niveau, der lige præcis afspejler de langsigtede gennemsnitlige omkostninger for denne teknologi. Teoretisk set vil en investor, der ikke har udsigt til at få dækket alle sine omkostninger, ikke investere i ny kapacitet, og den gamle kapacitet vil blive faset ud. Det vil over tid reducere udbuddet af havvind og presse prisen op. Derfor vil man på lang sigt stadig ende på et prisniveau, som svarer til de gennemsnitlige omkostninger under de nævnte forudsætninger om bl.a. fuldstændig konkurrence og ingen forvridende rammevilkår.

Analysemetode

I praksis udføres analysen ved at estimere havvinds LCoE (Levelised Cost of Energy) for udvalgte fremtidige år ud fra fremskrivninger af kapital- og driftsomkostninger for derved at skabe en langsigtet udbudsfunktion for havvind. Udbudsfunktionen kan sammen med data for havvindsarealer, vanddybde mv. bruges til at anskueliggøre Danmarks og omkringliggende landes langsigtede udbudskurver for havvind, samt en samlet udbudskurve for havvind for hele det nordvesteuropæiske marked. Det primære resultat vil således være en vurdering af, i hvilket omfang dansk havvind kan forventes at være konkurrencedygtig med havvind i vores forbundne lande. Derudover vil analysen kunne give en indikation af, hvilke langsigtede elpriser havvind i de enkelte lande kan forventes at blive afregnet til, når der ses bort fra evt. statsstøtte. Hvert trin i fremgangsmåden er forklaret nærmere herunder:



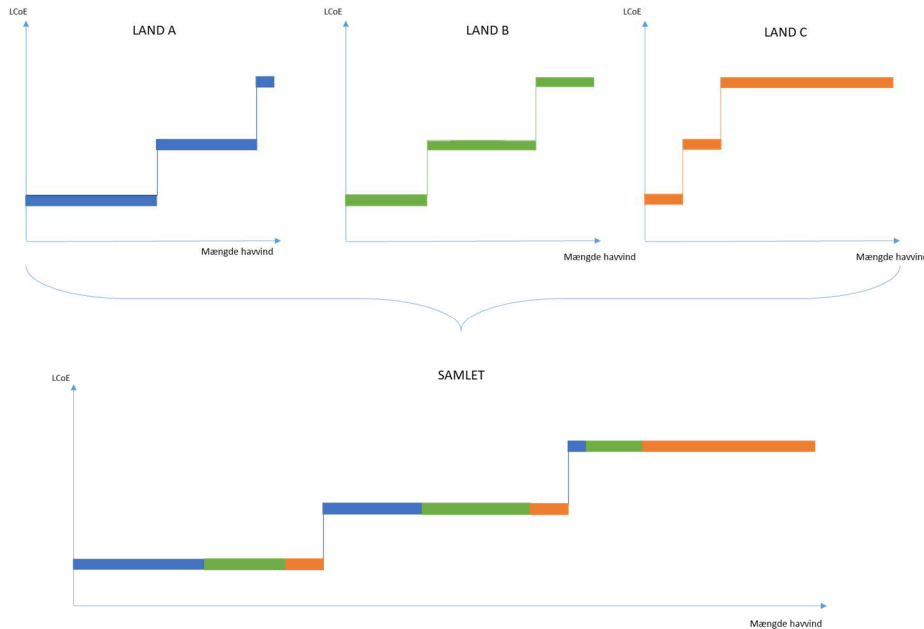
- 1) **LCoE for havvind beregnes.** LCoE er et udtryk for de gennemsnitlige energiomkostninger i nutidsværdier og findes ved at tilbagediskontere⁹ omkostnings- og produktionsstrømmen på et produktionsanlæg i løbet af anlæggets levetid¹⁰. LCoE kan fx udtrykkes som de gennemsnitlige omkostninger per kWh produceret. Ved at udregne LCoE for havvindsteknologi generelt fås et bud på de langsigtede gennemsnitsomkostninger og – via de langsigtede ligevægtsargumenter beskrevet ovenfor – en indikation af, hvilken gennemsnitlig afregningspris produktionsejere af havvindmøller må forvente, såfremt de investerer.
- 2) **Der etableres en udbudsfunktion,** som kvantitativt beskriver, hvordan LCoE afhænger af havdybde og afstand til land i et givent nedslagsår. Over tid må kapacitetsudbygningen forventes at skulle ske på områder, som bliver gradvist mere omkostningstunge. Dvs. at et land kun kan udbyde en given mængde havvind til en given pris, hvorefter prisen vil stige. Analysen vil som udgangspunkt fokusere på de stigende omkostninger ved at bygge på dybere vand og længere fra land, som de uafhængige variable i udbudsfunktionen. Vindforhold, dvs. forskelle i fuldlasttimer, havvindmøller kan forventes at levere i forskellige områder af Nordsøen, inddrages så vidt muligt også
- 3) **Der konstrueres en udbudskurve** ved at kombinere udbudsfunktionen (beskrevet under pkt. 2) med data for Nordsøens havarealer (størrelse, dybde, afstand til land). Udbudskurven vil skifte over tid, da der kan forventes en teknologisk udvikling, som påvirker omkostningerne, men samtidig vil nogle arealer være anvendt og derfor ikke længe tilgængelige.

Med denne fremgangsmåde kan der skabes en udbudskurve for den havvindvægtede elpris i Danmark og for de omkringliggende lande, udtrykt ved LCoE for havvind på forskellige havarealer. Udbudskurverne kan aggregeres til en samlet udbudskurve for havvind i Nordvesteuropa.

⁹ Formålet med analysen er at give et skøn for afregningsprisen for havvind på lang sigt. Denne bestemmes på markedet, hvorfor den relevante diskonteringsrente er de private aktørers afkastkrav.

¹⁰ I denne analyse er det også være relevant at inkludere omkostninger til nettilslutning og transmission i beregningen af LCoE.

Figur 2: Aggregering af udbudskurver



Kilde: Egen illustration (Energistyrelsen)

Note: Illustrationen viser meget simplificeret, hvordan en samlet udbudskurve kan findes for tre lande **A**, **B** og **C**. I dette eksempel er omkostningerne (LCoE) ved at producere havvind inddelt i tre forskellige omkostningsniveauer, som her er antaget ens for alle lande. I realiteten vil det ikke være tilfældet. Det ses, at land **A** råder over meget fordelagtige havvindområder (dvs. lav LCoE), mens land **C**'s tilgængelige havvindarealer er mere omkostningstunge. Land **A** har derfor gode muligheder for producere konkurrencedygtig havvind til eget forbrug, og ved udbygning af interconnectorer, også til det fælles marked.

Metoden giver derfor et bud på den havvindvægtede elpris for hvert land. I forhold til at vurdere sammenhængen mellem omfanget af udbygning og elprisen, kan der betragtes to yderpunkter: (1) hvert land opstiller kun til eget behov vs. (2) der sker en koordineret udbygning af hele området, hvor de mest attraktive Nordsø-områder udbygges først (og landene er fuldt forbundne). De to yderpunkter skaber tilsammen et udfaldsrum for den havvindvægtede elpris, som det kan forventes, at Energiøerne vil skulle kunne konkurrere med. Hvis landene i området bygger for sig selv, vil den havvindvægtede elpris blive højere, end hvis de samarbejder og udbygger på de mest fordelagtige områder først. Den realiserede pris vil formentlige ligge mellem de to ekstremer.

Anvendte forudsætninger

Metoden kræver data for tekniske potentialer og forventede fremtidige omkostninger ved at etablere og drive havvindparker. De tekniske potentialer kan opgøres fra data for havarealers havdybde og afstand fra land, samt evt. data for variationer i vindin-



tensitet i Nordsøen. Desuden inddrages oplysninger om, hvilke områder der er fre-det, udlagt til andre anvendelser, mv. (som det fx fremgår i den danske havplan¹¹). En tilsvarende kortlægning er lavet før af fx IEA¹² fsva. de globale potentialer, men der vil være behov for en mere dybdegående analyse af Nordsøens potentialer.

Estimer for de langsigtede omkostninger kan bl.a. findes i publikationer fra fx Ener-gistyrelsen (teknologikataloger¹³), EA energianalyse¹⁴, North Sea Wind Power Hub¹⁵ og IEA¹⁶, men der vil være behov for bredere litteratursøgning, så det sikres, at det bedst mulige og mest opdaterede omkostnings- og teknologidata benyttes.

For at danne et bud på det endelige udbygningsomfang i Nordsøen er der behov for at undersøge de enkelte Nordsølandes langsigtede planer for opførsel af havvind-parker. Hvis det antages, at den planlagte udbygning kan ske støttefrit, kan den kon-struerede udbudskurve give en indikation af den langsigtede havvindvægtede elpris, som er konsistent med et sådant udbygningsomfang.

Følsomhedsanalyser

Fremtidig teknologiudvikling er behæftet med stor usikkerhed, som også beskrevet i Energistyrelsens teknologikataloger. Det er derfor relevant at inkludere følsomheds-vurderinger af metodens resultater givet ved et usikkerhedsspænd (bånd) på om-kostnings- og produktionsestimater. Derudover inkluderes omkostningsestimater fra anden litteratur eller baseret på konsulentbistand.

Antagelsen om støttefrihed på markedet på lang sigt er central. Det er derfor relevant at lave en følsomhedsanalyse, hvor det antages, at de omkringliggende lande yder støtte til havvind. Det kan simpelt gøres ved at trække et antaget støttebeløb fra elprisen for de omkringliggende landes udbudskurve og analysere, hvad det betyder for den havvindvægtede elpris og derved hvad det betyder for dansk havvinds kon-kurrencedygtighed.

Derudover kan diskonteringsrenterne, der anvendes i LCoE-beregningerne, varie-res, for at imødekomme forskellige syn på investorers afkastkrav.

Afrapportering af resultater

Det primære resultat fra analysen vil være en vurdering af den langsigtede havvind-vægtede elpris, og en vurdering af i hvilket omfang vindkraft i den danske del af Nordsøen på lang sigt vil kunne konkurrere med de omkringliggende landes havvind.

¹¹ <https://havplan.dk/da/page/info>

¹² <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019/geospatial-analysis>

¹³ Energistyrelsen: Technology Data – Generation of Electricity and District heating, s. 235-237

¹⁴ Ea Energianalyse: Offshore wind and infrastructure – Development in Europe towards 2050 and re-lated challenges for power system infrastructure, s. 25

¹⁵ North Sea Wind Power Hub: Cost Evaluation of North Sea Offshore Wind Post 2030

¹⁶ IEA: Offshore Wind Outlook 2019 – World Energy Outlook Special Report

Dette vil baseres på en estimeret langsigtet sammenhæng mellem omfanget af støt-
tefri udbygning i Nordsøen og den forventede havvindvægtede elpris (udbudskurve).
Estimaterne for de enkelte lande kvalificeres og visualiseres med relevante følsom-
hedsparametre.

Det er vigtigt at notere sig, at denne analyse skal betragtes som en delanalyse, som
giver ét perspektiv til de samlede analyser af energiøernes økonomi.