

Sendt per mail til Energistyrelsen

ens@ens.dk

Att: Mikkel Hauge Mott

mhg@ens.dk

28. september 2021

Vores ref.: CAHNO

Ørsteds høringssvar til analysemetoder vedrørende energiøernes økonomi og rentabilitat

Ørsted vil gerne støtte op omkring den åbenhed, som Energistyrelsen med denne høring lægger for dagen, og for muligheden for at afgive et høringssvar.

Beslutningen om at anlægge en energiø i den størrelsesorden, som regeringen og partierne bag Klimaftale for energi og industri mv. af juni 2020 lægger op til, kræver naturligvis et grundigt udarbejdet beslutningsgrundlag. Ørsted vurderer, at de analyser, som Energistyrelsen forventer at udarbejde over de næste måneder og som er genstand for nærværende høring, er en skidt i den rigtige retning i forhold til at foretage en rentabilitetsanalyse. Vi mener dog også, at man på nogle områder kan styrke analyserne ved at kritisk at vurdere antagelserne omkring fremtidens forbrugs- og produktionsudvikling og den deraf afledte elpris. Dette ved blandt andet at foretage specifikke følsomhedsanalyser, særligt omkring den forventede forbrugsudvikling.

Ørsted mener, at det er vigtigt, at dekarboniseringen af Danmark og Europa sker på den mest omkostningseffektive måde. Kun på den måde kan vi gennemføre en dekarbonisering, som befolkningen kan støtte op om og kan betale. Ørsted tror på, at den store havvindsatsning i Nordsøen, som en række analyser peger på som centralt dekarbonisering scenarie, vil være konkurrencedygtig overfor andre metoder til at nå 2050 målet om CO₂-neutralitet i EU, men også at dette scenarie understøtter andre målsætninger, såsom mindre afhængighed af import af energi til EU. Hybrid-konstellationer er i Ørsteds optik en vigtig måde at gøre havvinden rentabel til at bidrage til dekarboniseringen. Interkonnektorer er centrale i forhold til at flytte store mængder el fra hvor VE-ressourcen findes til, der hvor forbruget finder sted.

Ørsted mener derfor, at en rentabilitetsanalyse af den danske beslutning om at bygge 10 GW havvind i Nordsøen tilsluttet land som hybrider ved hjælp af en kunstig ø, bør tage udgangspunkt i en sammenligning af en alternativ opfyldelse af dekarboniseringen af EU, som også vurderes opnåelig. I den forbindelse mener Ørsted, at de analyser der lægges op til, hvor der foretages en sammenligning mellem et energisystem, hvor der etableres en energiø med 10 (eller 3) GW, og et energisystem, hvor der ikke foretages noget, er problematiske. I Ørsteds optik er scenarie, hvor der ikke foretages nogle investeringer ikke et realistisk scenarie. Sammenligningen bør ske i forhold til at energiøen og de 10 GW havvind fortrænger 10 GW anden produktion i enten EU eller DK. Dette stiller også krav til, hvordan man implementer både de antagede

produktionskapaciteter i modellen, da man ikke blot kan lægge 10 GW additional havvind ind i et optimeret system og forvente et brugbart resultat.

Vores ref.: CAHNO

I det lys er det positivt at der indgår en analyse af LCoE af havvind i Nordsøen med andre alternativer til VE i EU, idet dette kan belyttes til at teste ovenstående hypotese om at havvind i Nordsøen er en rentabel VE-ressource, idet der skal tages højde for om der kan findes plads og opbakning til andre forsyningstyper.

Anlægsudgifternes størrelse taget i betragtning bør det endvidere overvejes, om det kunne være hensigtsmæssigt at teste robustheden i de interne ENS-analyser, ved at købe en eller flere uvildige analyser fra relevante konsulenthuse, der også skal vurdere projekt- og samfundsøkonomien i energiøprojektet. Det vil tilføre en bredde i beslutningsgrundlaget, som en enkelt model og et ensartet sæt antagelser ikke kan levere. De kan dermed både anvendes til at perspektivere de antagelser, der ligger til grund for elpriserne, som Ramses finder før 2040, og den forbrugs- og produktionsudvikling der forventes efter 2040.

Endelig finder vi det, at analysen bør inddrage den planlagte udvidelse til 10 GW på energiø Nordsøen fra starten af.

Nedenfor er mere konkrete kommentarer til de specifikke delanalyser.

Antagelser i cost-benefit-analysen

I dette afsnit vil vi kommentere bredt på en række af de antagelser, som Energistyrelsen har beskrevet, at de vil lægge til grund for en cost-benefit-analyse.

Mulighed for at gøre beslutningsgrundlaget bredere

Energistyrelsen bør overveje, om beslutningsgrundlaget for en så stor anlægsinvestering, der bl.a. er afhængig af forskellen på elpriser i de forbundne budzoner i de enkelte timer mange år ud i fremtiden, alene bør baseres på én model (Ramses) og ét sæt antagelser (AF21/ENTSO) tillagt nogle følsomhedsvurdering og antagelsen om elpriser, der kredser om LCoE'en på havvind efter 2040. Ved at tilkøbe en eller flere uvildige konsulentrapporter, kan Energistyrelsen reducere den idiosynkratiske risiko ved alene at anvende én model og for uvidende at få et resultat, som er markant anderledes end øvrige resultater fra lignende fremskrivninger. Konsulentrapporterne kan dermed bidrage med nye perspektiver og øge bredden i beslutningsgrundlaget betragteligt.

Energiø Nordsø på 10 GW

Det fremgår ikke af høringsmaterialet, at man vil beregne samfunds- og projektøkonomi på en 10 GW energiø i Nordsøen på trods af, at den politiske aftale angiver, at der på sigt skal være plads til 10 GW på denne energiø.

Vi finder, at det ville være naturligt at inddrage dette fra starten. Hvis EU's mål om 300 GW havvind i EU i 2050 skal opfyldes, så skal en stor del af det placeres i Nordsøen. Derfor er det også vigtigt at udvikle infrastrukturkoncepter, der kan integrere store mængder havvind på den mest omkostningseffektive måde, hvorfor Energistyrelsen har igangsat arbejdet omkring energiøer. Men en så stor investering i en fysisk ø og tilhørende interkonnektorer vil også være afhængig af stordriftsfordele. Ørsted er af den klare overbevisning, at valget om at etablere en ø ikke er den bedste løsning, hvis ikke

der skal etableres 10 GW vind omkring øen. I sådan et tilfælde vil andre løsninger for ilandføring være mere omkostningseffektive.

Vores ref.: CAHNO

Det er vigtigt at have slutmålet for øje, et energisystem i 2050, hvor vi udnytter langt flere vindressourcer i Nordsøen og Østersøen, end vi gør i dag, ligesom eksempelvis EC LTS 1.5TECH scenarie angiv som en sandsynlig udviklingsvej.

Indenlandske antagelser

Cost-benefit analysens indenlandske antagelser forventes baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21). På nuværende tidspunkt kender vi alene udkast til AF21, men som det fremgår af Ørsteds høringssvar og efterfølgende bemærkninger, så er der en række udfordringer ved anvendelsen af disse. Vi vil her gerne henvise til vores høringssvar til udkastet af AF21 inklusiv efterfølgende skriv om termisk kapacitet, særligt de afsnit der omhandler antagelsen om alene at producere el og brint til indenlandsk forbrug.

Når Energistyrelsen beskriver AF21 som et sandsynligt scenarie og ikke som det bedste scenarie, så bør det også give anledning til at overveje, om der kan være andre lige så sandsynlige scenarier, som kan få indflydelse på nærværende beregninger. I tillæg til de følsomheder, som Energistyrelsen beskriver på side 7 i notat 4, så kunne en oplagt følsomhedsvurdering derfor være en øget brintproduktion i Danmark (meget sandsynligt til eksport), særligt hvis man også regner på 10 GW energiøen i Nordsøen. Det kan også være relevant at lave følsomheder på reduceret termisk kapacitet.

I analysescenarierne, hvor man udbygger landbaseret vind og sol frem for havvind ved energiøerne, bør man inkludere de omkostninger, der vil være til at bringe elproduktionen fra disse fra produktionsstedet til forbrugsstedet, ligesom man for havvind inkluderer eksportkablet. Dette skal ses i forlængelse af den nuværende debat om, hvorvidt der overhovedet vil blive opstillet landbaseret elproduktion, hvis opstillerne skal dække en større del af tilslutningsomkostningerne. Endvidere skal realismen i om det er muligt at finde plads til denne onshore produktion indgå i analysen.

Udenlandske antagelser

Energistyrelsen oplyste på høringsmødet for høringen af analyseforudsætninger til Energinet 2021 den 25. august 2021, at det ikke var muligt at anvende ENTSO-E's 2 scenarier Distributed Energy og Global Ambition til at modellere udlandet i AF21, idet disse ikke var lige så detaljerede som scenariet National Trends. Fordelen ved de to scenarier er, at de i modsætning til National Trends opfylder EU's målsætning om klimaneutralitet i 2050. Det fremgår i tabel 2, s. 6 i notat 4, at Energistyrelsen forventer at udvikle 3 basisscenarier svarende til ENTSO-Es 3 scenarier for udlandet. Det er glædeligt, at Energistyrelsen nu kan anvende de to klimaneutrale scenarier, og i det tilfælde bør det ikke længere være relevant at anvende et scenarie, som ikke opfylder EU's målsætninger, idet det vel ikke kan siges at være et sandsynligt scenarie. Vi vil derfor gerne opfordre til, at man alene udvikler to basisscenarier, der baserer sig på Distributed Energy og Global Ambition.

Distributed Energy og Global Ambition kommer dog også til kort på nogle områder, specielt idet der i Ørsteds optik er tale om ekstrem scenarier og ikke bedste bud på en opfyldende af klimamålene. Ørsted har i sit høringssvar til scenarierne bemærket, at mens VE-udbygningen er ambitiøs i Distributed Energy, så halter forbrugsudviklingen efter og der kan også stille spørgsmålstejn om specielt global ambition er et politisk ønskeligt scenarie. Det gør sig gældende på flere områder, men særligt antagelsen om,

at om en stor energiimport i Global Ambition burde Energistyrelsen stille sig kritisk over for og overveje, hvordan man kan adressere.

Vores ref.: CAHNO

Ligesom omkring de indenlandske antagelser, så bør man huske, at Distributed Energy og Global Ambition i er energifremskrivninger i balance, hvorfor danske energizøer alt andet lige ville have fortrængt noget elproduktionsudbygning. Det giver ikke mening at placere 10 GW yderligere havvindproduktion i et energisystem, der er i balance.

Resultatet af indenlandske og udenlandske antagelser bliver en lav elpris

Lægger man effekten, som vi mener er gældende i både de indenlandske og de udenlandske antagelser, af en lav stigning i elforbruget og en stor stigning i elproduktionen sammen så bliver resultatet, at elprisen i Energistyrelsens analyser må forventes at ligge så lavt, at det kan blive svært at få økonomi i yderligere udbygning af havvind. Det fremgår også indirekte af Energinets publikation Elpriser fra april 2021¹, hvor elprisen forventes at ligge i et niveau, hvor udbygning af havvind vil kræve støtte efter gængse estimater på LCoE.

Til at kvalificere estimatet på elprisen før 2040 kan ovenstående forslag om at tilkøbe en eller flere uvildige konsulentrapporter også anvendes til at frigøre sig fra ét sæt antagelser og én model og handle på baggrund af et bredere beslutningsgrundlag.

Cost-benefit vs. cost-effectiveness

Energistyrelsen omtaler analyserne som cost-benefit-analyser konsekvent i alle notater på nær på side 6 i notat 4, hvor de beskrives som cost-effectiveness-analyser. Ørsted noterer sig, at det netop cost-effectiveness-analysen frem for cost-benefit-analysen, som Energistyrelsen skal anvende. Man bør nemlig ikke sammenligne samfundsøkonomiske omkostninger og indtægter med hinanden, men derimod bør man sammenligne forskellige realistiske løsninger mod hinanden. Det er nemlig ikke et reelt alternativ at gøre ingenting, idet klimaloven og EU's målsætning foreskriver klimaneutralitet i 2050.

Nettoomkostninger til udlandsforbindelser

Det er uklart ud fra høringsmaterialet, i hvilket omfang og hvordan man vil inkludere et bidrag af nettoomkostningerne til etablering af udlandsforbindelserne, som opstillere af havvind potentielt skal betale.

Screening af andre infrastrukturkoncepter

Ørsted er enig i, at en hensigtsmæssig evaluering af cost-effectiveness af energizøerne bør sammenligne infrastrukturkoncepter for at tilslutte og integrere en given mængde havvind, som forventes nødvendig for at opnå den danske og europæiske klimamålsætning om netto nul udledninger i 2050.

I notatet "screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen" beskrives på et meget overordnet plan fem infrastrukturkoncepter som vil indgå i delanalysen, som vil bestå af en "kvalitativ beskrivelse af de mulige koncepter for infrastruktur [...]". Ørsted mener at denne analyse bør indgå som et centralt element i cost-effectiveness-analysen, da det er i sammenhold af forskellige

¹ <https://energinet.dk/-/media/B36898625D7C4C9E9B36F2C19CF1C0B3.pdf>

infrastrukturløsninger for at tilslutte og integrere en given mængde havvind, at fordelene ved energiøerne kan belyses. Afgørende for en retvisende sammenligning af koncepter er, at ikke kun tilslutningen af en vis mængde havvind (fx radialt vs. gennem energiøer) men også integrationen af denne mængde havvind (fx gennem flere udlandsforbindelser og intelligent placering af brintproduktion), indgår i scenarierne.

For at kunne indgå i cost-effectiveness-analysen bør analysen lægge op til et højere detaljeringsniveau (fx opstiller PROMOTioN² en detaljeret metode til sammenligning af relevante alternativer) Bl.a. bør der evalueres flere forskellige koncepter for et Meshed Offshore Grid (fx sammenlignes i PROMOTioN³ tre koncepter for et MOG), cluster af havvindparker som ilandføres med én nettilslutning, samt havvind på dansk territorie som direkte tilsluttes til et andet land.

Endelig er det ikke klart, hvilken kategori energiø Bornholm tilhører, idet det jo her kunne være oplagt at anvende Bornholm som energiøen.

Langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen

Ørsted finder det fornuftigt, at Energistyrelsen lægger op til at anvende andre prisindikatorer for elpriserne efter 2040 end en ekstrapolation af Ramses frem til 2040, ligesom Energistyrelsen lægger op til at lave følsomhedsvurderinger på, at elpriserne udvikler sig anderledes end forventet. Hertil vil de førmtalte konsulentrapporter også kunne bidrage med en rettesnor, som man kan anvende sammen med de øvrige tiltag.

LCoE bør suppleres med scenarier

I tillæg til de førmtalte følsomhedsvurderinger på forbrugsudvikling og produktionskapacitetsudvikling, så bør Energistyrelsen også udarbejde nogle følsomhedsvurderinger på LCoE'en fx site availability, forskellige scenarier for den teknologiske udvikling og WACC. Sidstnævnte er fx særligt påvirket af, om der antages fortsat at eksistere risikodelende ordninger som CfD. Dermed vil et estimat på et fremtidigt niveau for LCoE'en også være omgærdet af en vis usikkerhed.

Det giver god mening at regne på scenarier, hvor elprisen er over og under LCoE'en
Naturligvis skal resultaterne, der baseres på analyserne, hvori man anvender LCoE'en som rettesnor for elpriserne, tolkes i lyset af, at virkelighedens priser nok vil fluktuere omkring prisniveauet angivet af LCoE'en, da der i perioder vil være enten overudbygning eller underudbygning af havvind (og andre teknologier) i forhold til elforbrug. Hertil kommer langvarige effekter af udbudschok som fx de nuværende gaspriser og efterspørgselschok som finanskrise og coronapandamien. Endelig er det sandsynligt, at investeringsbeslutninger også drives af andre faktorer end alene elpris. Det er derfor ikke givet, at det faktiske niveau for elpriser vil ligge på niveauet angivet af LCoE'en. Derfor giver det også god mening, at Energistyrelsen vil se på prisniveauer, som afviger fra LCoE'en.

Ørsted stiller meget gerne op til uddybning af høringssvaret.

² [PROMOTioN: Cost-benefit analysis methodology for offshore grids](#)

³ ["National Distributed Hubs", "European Centralised Hubs", og "European Distributed Hubs". Se fx PROMOTioN \(2020\): D 12.4. Final Deployment Plan, s. 11:](#)



Med venlig hilsen
Ørsted

Vores ref.: CAHNO

Casper Hvilsted Nørgaard
Senior Regulatory Advisor

cahno@orsted.com
Tlf. +4599558283