

Beskrivelse af forventet metode til økonomisk analyse af energigørerne

4. Cost-benefit-analyser af energigørerne

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.

I følgende notat redegøres for den forventede metode og tilgang i analyserne af energigørernes økonomi ud fra et *cost-benefit-perspektiv*.

Teoretisk udgangspunkt

I en cost-benefit-analyse (CBA) kvantificeres et tiltags fordele og ulemper og opgøres i kroner og øre. Fordele og ulemper kvantificeres ved at sammenligne konsekvenserne af at gennemføre et givent tiltag med situationen, hvor tiltaget ikke gennemføres. Både fordele og ulemper diskonteres med den gældende diskonteringsrente med henblik på at kunne opgøre den såkaldte nettonutidsværdi for projektet. En investering siges at være rentabel, hvis nettonutidsværdien er positiv. Cost-benefit-analysen kan enten se på de samlede samfundsøkonomiske effekter eller mere snævert på kun de privatøkonomiske effekter for projektdeltagerne. Sidstnævnte vil i dette notat blive betegnet som den projektoekonomiske analyse.

I en *samfundsøkonomisk* cost-benefit-analyse medregnes principielt alle effekter for samfundet, som følger af det pågældende initiativ. Således bør både direkte konsekvenser (direkte omkostninger og gevinster) og relevante indirekte/afledte effekter (fx ændringer i forbruger- og producentoverskud¹ samt forvriddningseffekter, klima og miljøeffekter og lignende) inddrages. Den samfundsøkonomiske analyse er – som det er normal praksis – afgrænset til alene at omfatte de gevinster og omkostninger, der tilfalder Danmark.

¹ I energiø-sammenhæng angiver ændringer i *forbrugeroverskud* ændringer i udgifter til elforbruget som følge af, at energiø-projekterne påvirker elpriserne. Forbrugeroverskuddet stiger, når elpriserne falder, og omvendt. Tilsvarende angiver ændringer i *producentoverskud* ændringen i eksisterende elproducenters indtægter og udgifter. Lavere elpris medfører lavere indtægter, som kun delvist modsvares af lavere driftsomkostninger som følge af lavere produktion, dvs. producentoverskuddet falder, når elpriserne falder, og omvendt.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



For energigørernes vedkommende udgøres de samfundsmæssige omkostninger overvejende af anlægs- og driftsomkostningerne samt det potentielt lavere producentoverskud for andre danske elproducenter pga. det øgede udbud. Derudover kan energigørerne muligvis have samfundsøkonomiske omkostninger i form af dårligere havmiljø (f.eks. påvirkning af fugle og havliv) eller afstået mulighed for at benytte havområdet på anden vis.

Fordelene udgøres primært af indtægter ved fremtidigt salg af el (inkl. flaskehalsindtægter²) samt de besparelser, danske elforbrugere alt andet lige vil kunne opnå som følge af en lavere elpris. Hertil kommer en række andre fordele, fx CO₂-reduktioner, reduktioner af andre emissioner (f.eks. SO₂ og NO_x) og systemmæssige fordele for elsystemet i Nordvesteuropa (fx eventuelle samfundsøkonomiske gevinster fra øget forsyningsikkerhed og -fleksibilitet).³

Ved den samfundsøkonomiske CBA anvendes den samfundsøkonomiske diskonteringsrente for alle dele af projektet.

I en *projektøkonomisk* analyse fokuseres mere snævert på de privatøkonomiske indtægter og udgifter og altså ikke på fx velfærdseffekter hos forbrugere eller eksisterende producenter. Til diskontering af omkostningerne og gevinsterne over tid, anvendes de afkastkrav, som de relevante aktører forventes at stille til de forskellige dele af projektet, som de er involveret i.

Det projektøkonomiske perspektiv er et relevant input i vurderingen af, hvorvidt der er behov for statsstøtte for at sikre projektets kommercielle levedygtighed. En positiv projektøkonomi medfører dog ikke nødvendigvis, at der ikke er brug for at tilvejebringe statslig finansiering, for at energigørerne kan gennemføres.

Anvendte forudsætninger

Analysens centrale forudsætninger vedr. omkostninger vil basere sig på rapporter fra eksterne konsulenter, Energistyrelsens teknologikataloger samt resultater fra Energistyrelsens deltaljerede bottom-up forsyningsmodel (Ramses⁴). Teknologikatalogerne indeholder ekspertvurderinger af bl.a. det fremtidige niveau for kapital- og driftsomkostninger, ydeevne og negative eksternaliteter ved de relevante teknologier

² *Flaskehalsindtægter* angiver indtægter fra eksisterende udlandsforbindelser samt indtægter fra nye forbindelser. Flaskehalsindtægter opstår, når kapaciteten på en udlandsforbindelse er fuld udnyttet, men elpriserne i de to forbundne områder ikke er ens. Flaskehalsindtægterne tilfalder systemoperatørerne (TSO'er), der ejer og driver forbindelsen mellem de to forbundne områder.

³ En lang række yderligere effekter, som i princippet – men ikke nødvendigvis i praksis – kan inddrages i cost-benefit-analysen af energigørerne, er beskrevet i North Sea Wind Power Hubs publikation "*CBA framework for hub-and-spoke projects*" (<https://northseawindpowerhub.eu/knowledge/cba-framework-hub-and-spoke-projects>).

⁴ For dokumentation vedr. Ramses-modellen, se <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>.



til energikonvertering – her særligt havvind og evt. produktion af syntetiske brændstoffer. I Ramses-modellen simuleres el- og fjernvarmeproduktion for Danmark samt elproduktionen i en lang række andre europæiske lande⁵. Energiøprojektets effekter på elpriser samt på producent- og forbrugeroverskud og flaskehalsindtægter kan ligeledes simuleres med Ramses.

En central udfordring i forhold til forudsætningsgrundlaget er fremskrivningen af de langsigtede elpriser, som har meget stor effekt på den beregnede rentabilitet. Ramses-modellen vil i princippet kunne simulere elpriser mange årtier frem. Det vil 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.⁶ Da det ikke i 2021 er realistisk at udarbejde sådanne scenarier med den nødvendige detaljeringsgrad *efter* 2040, har Energistyrelsen igangsat et arbejde med udvikle supplerende analytiske tilgange til at give indikationer på elpriser på meget langt sigt, jf. særskilt metodenotat. Dette vil forhåbentlig muliggøre, at de modelsimulerede elpriser efter 2040 kan suppleres med et langsigtet estimat, mod hvilket de havvindvægtede elpriser kan antages at konvergere frem mod 2060.

En anden afgørende faktor for den beregnede rentabilitet er de valgte diskonteringsrenter – ikke mindst qua den meget lange tidshorisont. For den samfundsøkonomiske analyse anvendes Finansministeriets anbefalede samfundsøkonomiske diskonteringsrente⁷, mens renten anvendt i den projektøkonomiske beregning skal afspejle det bedste bud på private investorers afkastkrav for investeringsprojekter af denne art.

Endelig kræver cost-benefit-metoden i praksis, at der fastsættes et slutår for beregningerne. Da der er forskellige levetider for de forskellige dele af projektet (havvindparker, selve energiøen, forbindelser, mv., jf. *tabel 1*) ligesom de to energiøprojekter kan have forskellige startår, opgøres investeringsomkostningerne som udgangspunkt som annuiteter. Dermed medtages kun de omkostninger, som tilfalder den valgte analyseperiode.

⁵ På nuværende tidspunkt omfatter modellen de nordiske lande samt Tyskland-Østrig-Luxembourg, Holland, de britiske øer, Frankrig-Belgien, Spanien-Portugal, Schweiz, Italien, Baltikum, Polen-Tjekkiet-Slovakiet samt Ungarn. Modellen simulerer – på timebasis og, med de aktuelle forudsætningsgrundlag, 20 år frem – kapacitetsudnyttelsen på europæiske kraftværker og samtlige relevante transmissionsforbindelser mellem lande.

⁶ De mest detaljerede scenarier for udviklingen af den europæiske elinfrastruktur udarbejdes af ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators - Electricity), jf. også nedenfor. ENTSO-E er et forpligtende samarbejde for de europæiske TSO'er for el, og har bl.a. til opgave at levere investeringsplaner for den europæiske elinfrastruktur. ENTSO-E's scenarier rækker dog ikke langt nok frem til at dække energiøernes forventede levetid.

⁷ Finansministeriet har fastsat en anbefalet diskonteringsrente til brug for samfundsøkonomiske analyser. Den anbefalede diskonteringsrente er fastsat til 3,5 pct. i år 0-35, 2,5 pct. i år 36-70 og 1,5 pct. efter 70 år.



Tabel 1
Omkostningskomponenter og deres forventede levetider

Komponent	Forventet levetid	Kilder til forventede omkostninger og levetider
Energiløser	50 år	Rapporter fra COWI
Havvindparker	30 år	Rapporter fra COWI
Transmissionskabler	70 år	Rapporter fra COWI
Transformers- og omformeranlæg	70 år	Rapporter fra COWI

Kilde: Energistyrelsen.

Analysemetode

Den *samfundsøkonomiske analyse* omfatter gevinster og omkostninger for hele samfundet. Analysen inddrager således også de økonomiske konsekvenser af etableringen af energiløserne for andre aktører i markedet. Det gælder bl.a. elforbrugere og eksisterende elproducenter, for hvilke ændringer i hhv. forbruger- og producentoverskud medregnes. Ændringer i forbrugeroverskuddet beregnes som ændringerne i udgifterne forbundet med at forbruge el. Ligeledes opgøres energiløsernes konsekvenser for de for eksisterende producenters indtægter og udgifter. Endelig simuleres ændringer i flaskehalsindtægter – herunder indtægter fra evt. nye forbindelser – som følge af havvindsudbygningen. Da der er tale om et internationalt projekt, er der behov for en fordeling af omkostningerne og gevinsterne mellem de deltagende lande, for at kunne analysere effekterne for Danmark.

I den *projektøkonomiske analyse* vurderes energiløsernes økonomi som investeringscase ud fra de enkelte delelementer. Det gælder først og fremmest økonomien i at opføre havvindparker, hvor kapital- og driftsomkostninger sættes op imod indtægter fra salg af el i spotmarkedet. Desuden medtages kapitalomkostninger ved at anlægge energiløser samt omkostninger og indtægter vedr. kabelforbindelser til ind- og udland. Det drejer sig bl.a. om omkostninger til etablering af nye forbindelser og de dertil knyttede flaskehalsindtægter.

Den projektøkonomiske analyse er beslægtet med investorerens erhvervsøkonomiske analyse, omend der kan være afvigelser i forudsætninger vedr. omkostninger, indtægter og diskonteringsrenter. I analysen kan der anvendes forskellige afkastkrav for de forskellige dele af projektet, hvorved de erhvervsøkonomiske omkostninger ved projektet kan afspejles på en differentieret måde.

I såvel de samfunds- som projektøkonomiske beregninger spiller modelleringen af *indtægterne* fra energiløserprojekterne en central rolle. Indtægterne fra energiløsernes komponenter består dels af salg af energi, dels af flaskehalsindtægter og eventuelle øvrige kommercielle aktiviteter på øen. Frem til 2040 kan elpris- og flaskehalsindtægterne simuleres med Ramses-modellen i et antaget fremtidigt energisystem. For så vidt angår elindtægter vil det absolutte niveau for elprisen i Danmark og tilsluttede



lande være af afgørende betydning, mens forskellen i elpriserne mellem landene er afgørende for handelsforbindelsernes rentabilitet. Da levetiderne for energiprojektets komponenter strækker sig til mindst 2060, er der – særligt for indtægterne – brug for forudsætninger om udviklingen efter 2040. For så vidt angår de havvindvægtede elpriser kan der ekstrapoleres fra Ramses-simuleringerne eller anvendes en metode baseret på skøn for de langsigtede omkostninger ved havvindproduktion, *jf. særskilt notat*.

Basis og -analysescenarier

I de hidtidige analyser af energioverens økonomi har basisscenariet været *ikke at etablere energioverens*. Det vil fortsat være tilfældet i fremtidige, opdaterede cost-benefit-analyser. Begrundelsen er, at analysen skal vise beslutningstagerne, hvad effekten af energioverens er. Se tabel 2 for en oversigt over den anvendte terminologi vedr. scenarier.

I cost-benefit-analyserne defineres basisscenariet med udgangspunkt i den senest tilgængelige version af Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet (AF)*. AF21 er p.t. under endelig konsolidering. AF21 beskriver et sandsynligt udviklingsforløb frem mod 2040 for det danske energisystem, hvor der antages fortsat teknologisk udvikling samt nye regulatoriske tiltag.⁸ Da AF21 inkluderer energioverens, er der imidlertid behov for at justere forudsætningerne til brug for basisscenariet, ligesom det er relevant at variere forudsætningerne vedr. udviklingen i udlandet, da energioverens økonomi er følsomme heroverfor.

For udlandet tages udgangspunkt i de tre scenarier, som ENTSO-E har beskrevet i Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020, og som omfatter både udbuds- og efterspørgselssiden.⁹ For at få ENTSO-E scenarierne til at fungere i Ramses kan der dog erfaringsmæssigt blive behov for visse mindre justeringer.

For så vidt angår den danske udvikling, tages der udgangspunkt i to spor, der svarer til to forskellige typer analyser. I det første af de to danske udviklingsspor vil hav-

⁸⁸ Se AF20 for nærmere beskrivelse af seneste analyseforudsætninger: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

⁹ TYNDP 2020 omfatter tre scenarier: "*National trends*" der tager udgangspunkt i opfyldelsen af EU's Nationale Energi og Klimaplaner (NECPs) og er baseret på udviklingsplaner indsamlet i indmeldingsperioden 2018/2019 fra de nationale TSO'er på el og gasområdet. Det betyder, at forudsætningerne i *National Trends* ligger i tråd med Europa-Kommissionens tidligere reduktionsmål for 2050 på 80-95 pct. og reduktionsmålet for 2030 på 40 pct. Scenariet tager således *ikke* højde for de nyeste EU-målsætninger og strategier, herunder det ændrede reduktionsmål for 2030 (fra 40 pct. til 55 pct.), det langsigtede mål om klimaneutralitet i 2050, eller Brintstrategien, som sigter mod 40 GW Power-to-X-kapacitet i 2030, mv. Det kan ikke på forhånd fastslås, om inkludering af disse målsætninger vil sænke eller øge rentabiliteten. Dette scenarie benyttedes i Energistyrelsens Klimafremskrivning 2021.

"Global Ambition" og "Distributed Energy" er alternative scenarier, som svarer til en opfyldelse af målene i Paris-aftalen og indebærer kraftigere udbygning af vedvarende energi end "National Trends". I "Global Ambition" antages udviklingen drevet af centraliseret produktion, mens "Distributed Energy" beskriver et scenarie, hvor mindre, decentrale anlæg spiller en betydelig rolle. For en detaljeret beskrivelse af disse scenarier, se <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu>



vindudbygning svarende til energiernes planlagte kapacitet (og relaterede udviklinger – fx udbygning af brintproduktion) blive taget ud af AF21. Ved at sammenligne scenarier med energiøer eller andre udbygninger med VE, kan det belyses, om den første planlagte fase i udbygningen af havvind eller andre udbygninger med VE er fordelagtig sammenlignet med en situation, hvor en sådan udbygning ikke finder sted.

I det andet danske spor fastholdes udbygningen af vedvarende energi og brintproduktion på niveau med AF21, men udbygningen antages at ske på en anden måde end ved etablering af energiøer. Det kunne fx være en kombination af store solceller-parker, landvind og nye, radialt forbundne havvindparker. Det andet spor kan belyse, om energiøkonceptet – for så vidt angår *den første fase* af udbygningen – er fordelagtigt sammenlignet med en alternativ måde at opnå samme grad af udbygning af vedvarende energi i Danmark.

Det andet spor kan ses som en cost-effectiveness-analyse, hvor det undersøges, hvordan en given mængde VE kan opnås til lavest mulige samfundsøkonomiske omkostninger. Analyserne vil dog udføres som cost-benefit-analyser, da både omkostningerne og gevinsterne vil variere mellem scenarierne. Således vil både elindtægten og flaskehalsindtægterne samt omkostningerne være forskellige for et scenarie med kun landbaseret udbygning med VE i forhold til et scenarie, hvor der kun opstilles havvind. Det andet spor vil dog afrapporteres separat fra det første spor, for tydeligt at skelne mellem de to analyser.

Resultaterne af cost-benefit-analyserne er ganske følsomme over for valget af basisscenarie. Hvis fx det antagede omfang af havvindudbygning i det øvrige Europa øges, vil rentabiliteten af energiøerne alt andet lige forværres. Omvendt vil et basisscenarie, som involverer en stærkt forøget efterspørgsel efter el til fx brintproduktion, kunne forbedre den beregnede rentabilitet.

Tabel 2**Anvendt terminologi vedr. scenarier**

Scenarie	Indhold
Basisscenarie	Et basisscenarie beskriver en udvikling, hvor energiøerne ikke gennemføres. Resultater herfra kan sammenlignes med resultater fra et eller flere analysescenarier. Det forventes, at kommende analyser vil tage udgangspunkt i 3 basisscenarier, svarende ENTSO-Es 3 scenarier for udviklingen i udlandet.
Primært analysescenarie	Det primære analysescenarie beskriver en udvikling, hvor energiøerne etableres i en 'standardkonfiguration', fx: 3 GW i Nordsøen, 2 GW ved Bornholm og forbindelser til hhv. DK1 og DK2 samt til udlandet fra begge øer. Omfanget af evt. brintproduktion på øerne i det primære analysescenarie afklares.
Analysescenarie	Øvrige analysescenarier er relevante variationer af det primære analysescenarie, hvor effekter af fx en ændret konfiguration af produktionskapaciteter eller udlandsforbindelser analyseres.

Kilde: Energistyrelsen.



Det er relevant inden for rammen af cost-benefit-analysen at sammenligne resultaterne for det primære analysescenarie med alternative analysescenarier, fx ændrede havvindkapaciteter i tilknytning til øerne og/eller kombinationer af udlandsforbindelser.

Følsomhedsvurderinger

For at tage højde for den betydelige usikkerhed vedr. analysens forudsætninger foretages følsomhedsberegninger. I disse fokuseres primært på, i hvilken grad analysens resultater ændres

- 1) hvis elpriserne udvikler sig anderledes end forventet;
- 2) hvis anlægsomkostningerne ændres;
- 3) hvis investorers afkastkrav er anderledes

Anlægs- og finansieringsomkostninger (herunder afkastkrav) er de vigtigste faktorer, som påvirker omkostningssiden for havvindudbygning, mens (havvindvægtede) elpriser er helt afgørende for indtægtssiden. Effekterne af alternative antagelser fsva. udviklingen af energisystemet kvantificeres vha. de tre basisscenarier beskrevet ovenfor.

For så vidt angår *afkastkrav* vil følsomhedsanalyserne vedr. projektøkonomien fokusere på at belyse effekterne af at variere private investorers afkastkrav. Der er ikke konsensus om det mest retvisende niveau for afkastkrav, ligesom afkastkrav kan variere på tværs af projektets enkelte komponenter. Følsomhedsanalyser vedr. forudsætninger om afkastkrav er således særligt relevante.

I Ramses-modellen er de fremtidige elpriser endogene, dvs. et resultat af analysen. Det er derfor ikke muligt inden for denne modelramme at variere elpriserne direkte og samtidig bevare konsistensen med de anvendte udbygningsscenarier m.v. I stedet kan følsomhedsanalyser gennemføres ved at variere eksogene input. Det vil indirekte føre til ændrede elpriser fra modellen. Der er dog generelt i Ramses-modellen grænser for, hvor store ændringer i forudsætningerne der kan foretages uden tidskrævende recalibrering af modellen og rekonstruktion af de samlede ENTSO-E scenarier, som modelleringerne baseres på.

I den projektøkonomiske analyse er det i princippet muligt at regne på konsekvenser for rentabiliteten ud fra alternative stier for de havvindvægtede elpriser alene, men konsistensen med de underliggende referencescenarier går i så fald delvist tabt. I den samfundsøkonomiske analyse derimod er elpriser alene ikke tilstrækkeligt, da fx beregning af producentoverskud kræver, at fordelingen af produktion på tværs af producenter er kendt.



Afreportering af resultater

De primære resultater fra analyserne vil være opgørelser af de samfundsøkonomiske hhv. projektøkonomiske omkostninger og indtægter for det pågældende primære analysescenarie samt relevante alternativer. Standard-afreporteringer vil indeholde de nævnte følsomhedsanalyser.

Fordele og ulemper ved metoden

Der er i notatet *Forventede analyseaktiviteter vedrørende energiernes økonomi* redegjort for fordele og ulemper ved cost-benefit-metoden i forhold til energiøerne.