

The Costs of Offshore Wind Power: Blindness and Insight

Kostnaderna för havsbaserad vindkraft: Blindhet och insikt

<https://www.briefingsforbritain.co.uk/the-costs-offshore-wind-power-blindness-and-insight/>

Gordon Hughes is Professor of Economics at the University of Edinburgh

Dr John Constable is Director of the Renewable Energy Foundation.

[1] BEIS, *Electricity Generation Costs* (24 August 2020). https://www.gov.uk/government/collections/energy-generation-cost-projections?utm_source=2deef6b5-8bc2-4b0b-a6a7-eecc4f289432&utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_content=daily#2020

[2] <https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-capital-update-for-electricity-generation-storage-and-dsr-technologies>

I detta viktiga bidrag till vår serie om post-Brexit Storbritannien tar professor Gordon Hughes och Dr John Constable sig an hela grön energirörelsen och hävdar att den utbredda uppfattningen om **de fallande kostnaderna för förnybar energi är felaktig**. De ser officiella regeringsprognoser för **energikostnader och därmed priser som skamligt felaktiga**. Energikostnader kommer att vara ett viktigt inslag i Storbritanniens framtida ekonomiska konkurrenskraft och, om författarna har rätt, står energipriserna inför enorma prisökningar.

De dramatiskt sjunkande kostnaderna för förnybar energi är nu en politisk, en media- och konversationskliché. Påståendet är dock bevisligen falskt. **Reviderade räkenskaper visar att vindkraften långt ifrån blir billigare, faktiskt blir dyrare**. Den brittiska statsförvaltningens misslyckande att upptäcka detta faktum och därmed att skydda konsumenten och skattebetalarna från konsekvenserna av det hotande misslyckandet inom sektorn för förnybar energi väcker viktiga frågor om Whitehall-maskinens analytiska kompetens.

Om vi frågade ett slumpmässigt urval av breda tidningsläsare om ekonomin med havsbaserad vindkraft, är det praktiskt taget säkert att en majoritet av de intervjuade skulle säga att de trodde att det nu var billigt. En liknande undersökning av investeringsanalytiker och rådgivare kan ge samma svar. Politiker och journalister skulle vara säkra på saken. **Men om man pressade på bevis kunde ingen av dessa grupper göra mycket mer än att peka på sekundära källor**. Vissa kanske kommer ihåg att Greenpeace sponsrade en omfattande reklamkampanj 2017, med helsidesannonser i pressen. Andra kan påpeka att officiella organ presenterar vindkraft till havs som den billigaste elkällan. De i finanskretsar kan också indikera att nästan varje rapport eller lång artikel om den framtida rollen för vindkraft till havs åtföljs av ett diagram som påstår sig visa den snabba minskningen av kostnaderna under de senaste ett eller två decennierna, kanske med framtidsprognoser till 2030 eller 2040.

Otroligt även om det kan tyckas, är inget av detta sant. **Varken havs- eller landvind har blivit billigare; faktiskt, båda har blivit dyrare under de senaste två decennierna**.

Hur vet vi detta? Eftersom en av oss, Gordon Hughes, har sammanställt data från reviderade räkenskaper om kapital- och driftskostnader för **350 vindkraftsparker på land och till havs i Storbritannien, en uppsättning som täcker majoriteten av de större vindparker (> 10 MW kapacitet) som byggts och beställdes mellan 2002 och 2019**. Det är den största studien i sitt slag hittills och kommer att publiceras inom kort av välgörenhetsorganisationen Renewable Energy Foundation, som John Constable leder.

Sammanfattningsvis avslöjar analys av data otvetydiga fynd:

1. De faktiska kostnaderna för vindkraft på land och till havs har inte sjunkit nämnvärt under de senaste två decennierna och det finns små utsikter att de kommer att minska under de kommande fem eller till och med tio åren.

2. Medan vissa av de komponenter som ingår i kostnadsberäkningen har minskat, har de totala kostnaderna inte gjort det. Till exempel har den viktade avkastningen för investerare och långivare minskat kraftigt, särskilt för havsbaserad vindkraft, på grund av en minskning av upplevd risk. Dessutom kan den genomsnittliga effekten per MW ny kapacitet ha ökat, särskilt för havsbaserade turbiner. Dessa vinster har dock kompenseras av högre drifts- och underhållskostnader (O&M).

3. Långt ifrån att falla, de faktiska kapitalkostnaderna per MW kapacitet för att bygga nya vindkraftsparker ökade avsevärt från 2002 till cirka 2015 och har i bästa fall legat konstant sedan dess. Rapporter om kostnaderna för att bygga nya vindkraftsparker till havs i början av 2020-talet tyder på att deras kostnader kan sjunka till 2025, men sådana rapporter är genomgående opålitliga och ofullständiga. Slutkostnaderna tenderar att vara betydligt högre, så liten vikt kan läggas vid prognoser för framtida kostnader.

4. Långt ifrån fallande har driftskostnaderna per MW ny kapacitet ökat markant för både landbaserade och havsbaserade vindkraftsparker under de senaste två decennierna. Dessutom tenderar driftkostnaderna för befintliga vindkraftsparker att växa ännu snabbare när de åldras. Ökningen av ny kapacitet verkar bero på övergången till platser som är mer avlägsna eller svåra att betjäna. En stor del av ökningen med åldern beror på frekvensen av utrustningsfel och behovet av förebyggande underhåll, som båda är starkt förknippade med införandet av nya generationer av större turbiner – både på land och till havs.

5. Turbintillverkare och vindoperatörer verkar förlita sig på en ökning av belastningsfaktorer (ett mått på generatorns energiproduktivitet) via (i) en ökning av navhöjder för att dra fördel av högre vindhastigheter, och (ii) förändringar i teknisk balans mellan bladarea och generatorkapacitet. Den sämre tillförlitligheten hos nya turbingenerationer leder dock till en snabbare nedgång i prestanda med åldern, så att den slutliga effekten på den genomsnittliga prestandan över livslängden för nya turbiner inte är klar.

6. Kombinationen av ökande drifts- och underhållskostnader med minskningen av avkastningen på grund av åldrande innebär att de förväntade intäkterna från elproduktion vid nuvarande marknadspriser kommer att vara lägre än förväntade driftskostnader efter utgången av kontrakt som garanterar priser över marknadspriserna. Längden på dessa kontrakt har reducerats, vilket innebär ett behov av att återvinna kapitalkostnader under en kortare ekonomisk livslängd, vilket pressar upp den effektiva kapitalkostnaden.

Det finns en viktig följd av dessa fynd. Den nuvarande uppsättningen offshore-projekt som byggs och planeras i nordvästra Europa är nära besläktade med spekulativ fastighetsutveckling. De är högriskprojekt som endast kommer att kunna betala tillbaka långivare och erbjuda en avkastning till aktieinvestorer om de genomsnittliga grossistpriserna på el stiger till minst tre till fyra gånger den nuvarande nivån i hela nordvästra Europa. En sådan prishöjning skulle kräva antingen en stor och permanent ökning av marknadspriset på gas, vilket erfarenheten tyder på är mycket osannolikt, eller koldioxidbeskattning på 8 till 10 gånger nuvarande nivåer, stigande till minst 200 euro per ton koldioxid 2018 priser 2030. En sådan skatt skulle lägga en tung börda på resten av ekonomin. Detta får konsekvenser för den finansiella regleringen. För att fullgöra sina skyldigheter borde finansiella tillsynsmyndigheter lägga en stor riskviktning på lån till operatörer av vindkraftsparker till havs, samtidigt som de ger råd om att gröna aktieinvesteringar är för riskabla för pensionsfonder och småinvestorer. Istället har cheferna för Europeiska centralbanken (ECB), Bank of England och

andra tillsynsmyndigheter uppmanat till fler investeringar i gröna tillgångar utan att erkänna riskerna.

Detta leder till utsikten att vad som inte är så mycket en bilolycka som en motorväg hopar sig i okunnighetens dimma. Den hotande krisen kommer att kräva att de som finansierar vindkraft och dess relaterade ekosystem av företag räddas av antingen skattebetalare eller elkonsumenter.

Omfattningen av räddningsaktionen skulle vara stor: cirka 30 miljarder pund är i riskzonen enbart i den brittiska vindsektorn, med betydligt mer i Tyskland, Nederländerna och Danmark.

Vissa aktörer inom vindindustrin kan vara medvetna om att specifika projekt inte fungerar i linje med de allmänna förväntningarna – det saknas inte exempel som rapporteras i specialistmedia. Men tills helt nyligen har investerare skyddats av generösa subventioner och operatörer kommer sannolikt att skylla på projektspecifika faktorer snarare än att inse att hela sektorn påverkas.

Dessutom verkar branschen i allmänhet tro sin egen propaganda, för vilket grundläggande misstag de bara har sig själva att skylla.

Regeringen, misstänker vi, är verkligen förvirrad. Den 24 augusti, medan vi förberedde denna sammanfattning för Briefings för Storbritannien, publicerade Department of Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) sin senaste uppsättning kostnadsberäkningar för elproduktion, Elproduktionskostnader.[1] Den förbinder BEIS på nytt till uppfattningen att kostnaderna för vindkraft har sjunkit och att denna teknik nu är bland de billigaste som finns.

Det är dock inte svårt att visa att BEIS-analysen är helt, nästan ynkligt, otillräcklig och att den inte går att lita på. Vi kommer att diskutera det i detalj nedan eftersom den felaktiga uppfattningen om vindekonomi är viktig i sig. Ännu mer, det ger en grafisk illustration av den verkligt eländiga kvaliteten på det analytiska arbete som ligger till grund för politiska beslut med enorma konsekvenser för Storbritannien och dess folk.

Innan vi gör mer detaljerade observationer noterar vi två allmänna aspekter av BEIS-studien. För det första avser den att tillhandahålla uppskattningar eller prognoser för elproduktionskostnader för projekt som tas i drift 2025, 2030, 2035 och 2040. Även om kostnader vid närmaste av dessa datum kan uppskattas rationellt, är kostnader ett decennium eller mer i framtiden radikalt osäkra. Att försöka ens måttligt exakta kostnadsberäkningar, som BEIS gör, tyder på naivitet eller hybris. Vem under 2000 – eller till och med 2010 – hade någon realistisk grund för att prognostisera investerings- och driftskostnader för projekt som tas i drift 2020?

Vidare, vid granskning av det medföljande kalkylbladet som innehåller institutionens detaljerade antaganden, visar det sig att 94 procent av modellparametrarna för de olika teknologierna, konventionella och förnybara, inte förändras från en period till en annan. Detta är osannolikt, eftersom det måste förutsätta att det inte finns några tekniska framsteg på dessa områden. Där kostnaderna varierar är de för antingen (a) vind- och solenergi, eller (b) en rad mindre (geotermisk kraftvärme) eller ny (våg, biomassa med CCS) teknik. Detta är orimligt. Om det finns kostnadsminskningar inom den förnybara sektorn, varför utesluta kostnadsminskningar inom den konventionella sektorn?

Tittat på mer i detalj är denna underliggande fördom ganska extraordinär. Nedgångstakten för investerings- och driftskostnader eller öknings i driftsprestanda för havsbaserad vindkraft – nu en mogen teknologi – är större och mer ihållande än nedgången för CCGT+CCS – en ny och potentiellt kritisk teknik.

Följaktligen är BEIS-prognoserna för kortsiktiga kostnader nästan triviala, bara generiska kostnader för mitten av det nuvarande decenniet, medan uppskattningarna av relativa kostnader för konventionell och förnybar produktion på medellång och längre sikt är i bästa fall meningslösa och

i värsta fall missvisande .

En andra generell punkt som bör noteras är att data som används i BEIS-modellen nästan helt härrör från arbete som utförs av eller för institutionen själv. Med undantag för en enda referens till en National Grid ESO-rapport, är alla källor som citeras för data BEIS-publikationer eller BEIS-beställda rapporter. **Inget försök har gjorts att dra nytta av den växande akademiska och politiska litteraturen om de faktiska kostnaderna för att bygga och driva olika typer av generationer.** Det finns inte ens en enda referens till de omfattande studier som genomförts av Energy Information Agency (EIA) i USA och olika forskningslaboratorier som finansierats av US Department of Energy (DoE) – till exempel Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) , National Renewable Energy Laboratory (NREL) eller Oak Ridge National Laboratory (ORNL). Ett så snävt fokus är svårt att motivera, och börjar verkligen se ut som en avsiktlig blindhet där all data väljs ut för att passa med en förutbestämd berättelse.

Och naturligtvis är det också sant att **BEIS inte har ansträngt sig för att genomföra den empiriska undersökning av reviderade räkenskaper** som utgör underlaget bakom Hughes-studien som sammanfattats ovan.

Med dessa allmänna anmärkningar i åtanke kommer vi nu att jämföra några av de specifika antagandena i BEIS-studien med resultaten av data som sammanställts för denna och andra studier. Lämpligen har BEIS antagit samma basår (2018) för verkliga priser som det som används för Hughes-databasen, så det finns inget behov av justering. Vi kommer att börja med att undersöka capex-kostnader och sedan opex-kostnader innan vi tittar på belastningsfaktorer och finansiella parametrar. I alla fall kommer vi att använda BEIS-antagandena för projekt som togs i drift 2025, eftersom, som nämnts ovan, BEIS-uppskattningarna för senare datum bara är spekulationer. Vi kommer att fokusera på vindkraft på land, havsvind och storskalig solenergi eftersom det är de primära teknologierna för vilka BEIS har uppdaterat sina antaganden och för vilka jämförelser med faktiska data från företagsräkenskaper är möjliga.

1. Kapitalkostnader. BEIS-antagandena innebär totala investeringskostnader (inklusive aktiverad ränta) 2025 på 1,30 miljoner pund per MW för landbaserad vindkraft, 2,16 miljoner pund per MW för havsbaserad vindkraft (eller 1,82 miljoner pund exklusive transmission) och 0,55 miljoner pund per MW för storskalig sol. Jämförelsen med de faktiska kostnaderna som redovisas i reviderade räkenskaper är skarp. Det genomsnittliga värdet av de faktiska investeringskostnaderna som rapporterades för landbaserade vindkraftsparker färdigställda 2016-19 var 1,61 miljoner pund per MW, för havsvind var det 4,49 miljoner pund per MW (inklusive transmission) eller 3,99 miljoner pund om det mycket dyra Hywind-projektet är utesluten. För storskalig solenergi var genomsnittet av de faktiska kostnaderna £0,98 miljoner per MW. Därför är BEIS-antagandena endast 50 %-80 % av de faktiska investeringskostnaderna som redovisas i reviderade räkenskaper för nyligen beställda projekt. Eftersom BEIS inte ger några bevis för någon snabb minskning av capex-kostnaderna per MW toppkapacitet, speglar deras antaganden inte mycket mer än önsketänkande. Förspänningen är särskilt allvarlig när det gäller havsbaserad vindkraft eftersom de flesta framtida projekt nödvändigtvis kommer att vara på större djup och avstånd från land, vilket innebär betydligt högre investeringskostnader för både turbiner och transmission.

2. Driftkostnader för landbaserad vind. BEIS-antagandena innebär driftkostnader för landbaserad vindkraft på £47 000 per MW per år för en vindkraftspark som togs i drift 2025. **Otroligt nog antas dessa vara konstanta under en livslängd på 25 år. Vår studie, baserad på reviderade räkenskaper, visar att faktiska driftkostnader för en ny vindkraftspark på land som togs i drift 2016 var £77 000 per MW vid 1 års ålder och att detta kommer att öka till £114 000 vid 15 års ålder och £149 000 per MW vid 25 års ålder. om den skulle fortsätta att fungera så länge (vilket är**

mycket osannolikt). Analysen visar också att den initiala driftskostnaden för nya vindkraftsparker har ökat med 4,3 % per år, så den förväntade driftskostnaden för en vindkraftspark som tas i drift 2025 vid 1 års ålder skulle vara £112 000 per MW, mer än dubbelt så mycket som BEIS-uppskattningen. Sammantaget är BEIS-uppskattningarna av driftskostnader ungefär en tredjedel av den bästa uppskattningen baserat på faktiska data för de senaste två decennierna.

3. Driftskostnader för havsvind. BEIS-antagandena innebär driftskostnader för havsvind på £109 000 per MW för en vindkraftspark som togs i drift 2025, konstant över en livslängd på 30 år. Det är svårt att förstå BEIS-siffrorna. Deras tabell 2.4 ger en fast drift- och underhållskostnad på £36 300 per MW per år för 2025. Detta är osannolikt om det är tänkt att täcka kostnader för Offshore Transmission Operator (OFTO). Det finns faktiskt inte en enda referens till OFTO-överföringskostnader i hela dokumentet, men metoden kräver att OFTO-kostnader måste inkluderas. Återigen visar vår analys av reviderade räkenskaper att faktiska driftskostnader (inklusive OFTO-kostnader) för en ny havsbaserad vindkraftspark som togs i drift 2018 var £184 000 per MW och år vid ett års ålder, med en förväntan att detta kommer att stiga till £426 000 per MW per år vid femton års ålder. De faktiska driftskostnaderna till havs har ökat med i genomsnitt 5,9 % per år i reala termer under de senaste två decennierna, så livslängden för en ny vindkraftspark som tas i drift 2025 skulle vara minst 450 000 pund per MW och år, eller cirka fyra gånger siffran som antas av BEIS.

4. Opex-kostnader för stora solceller. BEIS-antagandena innebär driftskostnader för stora solcellsanläggningar på £10 000 per MW och år, konstant över en driftslivslängd på 35 år. Eftersom de flesta stora solcellsanläggningar byggdes mellan 2012 och 2017 är uppgifterna om livstids driftskostnader begränsade, men vår analys visar ett genomsnitt av faktiska driftskostnader på £19 000 per MW vid ett års ålder stigande till £33 000 per MW vid fem års ålder. Det är oklart om dessa kostnader har ökat med idrifttagningsår samt ålder. Ändå är mönstret tydligt. BEIS-antagandena om stora solenergikostnader är vanligtvis en fjärdedel till en tredjedel av de faktiska kostnaderna för verkliga anläggningar som är i drift idag.

5. Belastningsfaktorer för landbaserad vind. BEIS-beräkningarna antar konstanta belastningsfaktorer på 34 % under relativt långa driftstider för nya anläggningar. Detta är osannolikt, och det skulle vara förvånande om även de mest engagerade förespråkarna för förnybar generation trodde att det var korrekt. Även de mest optimistiska akademiska analyserna innebär en minskning med 1,5 % till 2 % per år i den årliga produktionen av vindkraftsparker på land, vilket håller vindförhållandena konstanta. Vår analys av omfattande data för Danmark, publicerad tillsammans med den aktuella studien, visar att även om hastigheten för nedgången i prestanda var lägre för tidiga generationens turbiner i kategorin 0,5 MW till 1 MW, som inte längre är installerade, är den nuvarande generationen av landbaserade turbiner på mer än 2MW uppvisar en nedgångstakt på cirka 3 % per år. BEIS misslyckande att känna igen någon nedgång i prestanda är ett allvarligt fel i analysen. Det kan inte finnas någon motivering för detta. BEIS egna siffror visar att den faktiska belastningsfaktorn för vindkraftsparker på land har legat konstant på cirka 27 % under det senaste decenniet efter kontroll för variationer i vindförhållanden. Det som i praktiken har hänt är att den högre belastningsgraden för större vindkraftverk vid nya vindkraftsparker, som ligger bakom deras uppskattning på 34 %, har kompenseras av nedgången i prestanda för äldre vindkraftsparker.

6. Belastningsfaktorer för havsvind. BEIS antar en konstant genomsnittlig belastningsfaktor på 51 % för konventionella havsbaserade turbiner (dvs inte flytande anordningar som Hywind). Men för havsbaserade turbiner är minskningen av prestanda mycket sämre än för landbaserad vind, ett faktum som ligger till grund för den snabba ökningen av driftskostnaderna per MW. Den

genomsnittliga beläggningsgraden för havsvind har ökat, men det är enbart en funktion av den skeva åldersfördelningen i vindkraftsflottan. BEIS-antagandet om en belastningsfaktor på 51 % bygger på en övertygelse om att framtiden kommer att skilja sig radikalt från det förflutna. Det är orimligt. De genomsnittliga belastningsfaktorerna för vindkraftsparker till havs som är mindre än fem år gamla i NV Europa ligger oftast i intervallet 40-45 %. Det är det bästa de kommer att uppnå under sin livstid och när de åldras kommer deras prestationer att minska. **Fördelarna med turbinstorlek och navhöjd som hänvisas till i BEIS-analysen är inte avlägset tillräckliga för att ta hänsyn till skillnaden mellan BEIS-antagandet på en konstant 51 % och verkligheten av en initial 45 % som stadigt minskar över tiden.**

7. Belastningsfaktorer för stora solceller. Förespråkare för stor soletproduktion kan vara något upprörda över BEIS-antagandet om en **genomsnittlig livslängdsbelastningsfaktor på 11 %**, vilket faktiskt är typiskt för den senaste tidens erfarenhet. Faktum är att solcellsutvecklare kan ha starkare argument för att deras relativt nya teknik kan tillåta högre belastningsfaktorer i framtiden. Detta är delvis en definitionsfråga. Toppeffekt uppnås sällan av de flesta solkraftverk, medan vindkraftverk i allt högre grad är konstruerade för att uppnå nominell effekt vid lägre vindhastigheter, genom att justera balansen mellan svept yta till generatorkapacitet. Icke desto mindre har United States Energy Information Administration (US EIA) uppskattningar av produktionskostnader antagit en betydande ökning av solenergibelastningsfaktorer för nya anläggningar som togs i drift 2023-2024 i förhållande till de som togs i drift 2019-2020, med konstant läge och solförhållanden. Det kan visa sig vara fel, men BEIS:s misslyckande att notera denna möjlighet, samtidigt som man överdriver utsikterna för vind, sätter den speciella fördomen i den övergripande BEIS-analysen i skarpt fokus.

8. Driftstid. Livslängden för en ny vindkraftspark eller solenergianläggning är en komplex ekonomisk fråga och inte bara en fysisk, eftersom ålderns inverkan på driftskostnader och prestanda är avgörande. BEIS-antagandet om en livslängd på **25 år för landbaserad vind är optimistiskt men inte helt utanför förnuftsgränser.** Vår analys tyder på att den övre gränsen med nuvarande avtalsarrangemang och marknadsvillkor inte kommer att vara mer än 20 år. Å andra sidan, att anta en livslängd på 30 år för havsvind – obs, med en konstant belastningsfaktor – är helt i strid med **någon av de faktiska bevisen.** Detsamma gäller för den 35-åriga livslängden för stora solcellsanläggningar. När allt kommer omkring kräver även mogna och pålitliga tekniker som Combined Cycle Gasturbiner och superkritiska kolanläggningar stora renoveringar efter cirka 20 år.

9. Framtida marknadspriser och livstider. En möjlig tolkning av de osannolikt långa ekonomiska livslängderna för vind och sol är att BEIS underförstått antar att **marknadskraftspriserna i slutet av 2030-talet kommer att vara 3 till 4 gånger** den nuvarande nivån i reala termer. Det är faktiskt svårt att förklara livstidsantagandena på någon annan grund. Om det verkligen är BEIS:s antagande, illustrerar underlåtenheten att precisera detta i analysen bristen på transparens och godtycklighet i hela övningen.

10. Hindersatser. BEIS antaganden när det gäller hinderpriser är baserade på en studie av Europe Economics som genomfördes 2018, men publicerades först den 24 augusti som en del av elproduktionskostnaderna [2] Låt oss lägga undan problemet att även om huvudstaden Asset Pricing Model som används i studien har antagits av vissa ekonomer och tillsynsmyndigheter, den har i bästa fall endast ett oavsiktligt samband med det sätt på vilket verkliga investerare bestämmer hur mycket avkastningen på investeringar i produktions- eller andra företag kan få. Ändå är det förvånande att BEIS inte verkar ha utfört någon form av förnufts kontroll av siffrorna i Europe Economics-rapporten. Till exempel, om BEIS hade undersökt en finansiell modell för något av CfD-projekten för havsbaserad vindkraft i Allocation Round 2 (AR2) eller Allocation Round 3 (AR3), skulle de ha upptäckt att varje projekt skulle vara en finansiell katastrof för kapitalkostnaden

antaganden som gjorts i analysen Europe Economics. Det skulle vara omöjligt för Hornsea 2, Moray East eller Triton Knoll – alla AR2-projekt som vi har undersökt i detalj – ens att täcka kostnaderna för betalning av skulder enligt BEIS-antagandena, än mindre producera en rimlig avkastning på eget kapital, om deras CfD-strängningspriser är tas till nominellt värde.

Kapitalkostnaden för varje projekt skulle behöva vara nära noll helt enkelt för att täcka de aviserade skuldnivåer som har uppstått för varje projekt, och även det kanske inte är möjligt.

När vi granskar bristerna i den brittiska regeringens senaste uppskattningar av produktionskostnader har vi ett pussel. De antaganden som ligger till grund för BEIS uppskattningar av produktionskostnaden för vind- och solenergi är fantasifulla och tål inte ens översiktlig granskning; under noggrann analys sönderfaller de och är en skam för statsförvaltningen och en skam för ministrarna. De är faktiskt så långt ifrån de faktiska kostnaderna som ådras av nuvarande operatörer och registreras i reviderade räkenskaper att de inte är värda ytterligare överväganden, förutom som bevis för en grundläggande reform av statsförvaltningen. Den översyn som föregick den reformen bör fråga sig hur en tungt finansierad och bemannad statlig avdelning i en stor ekonomi kan ha avvikit så långt från den verkliga världen i en fråga av så stor vikt som energiförsörjning. Vad i hela friden pågår?

Beteendet hos de kommersiella enheter som är involverade i sektorn för förnybar energi är också förbryllande. Om det empiriska beviset är så tydligt, varför satsar stora företag avsevärt kapital till mycket stora projekt som nästan säkert kommer att gå med förlust under något liknande nuvarande marknadsförhållanden? Det finns tre faktorer som kan förklara detta beteende:

- **Offshore-vindsektorn domineras av stora företag, ofta statligt kontrollerade**, som kan använda stora kassaflöden från befintliga produktions- och/eller nätverksföretag och som är under liten press att sänka kostnaderna för sina kunder eller, om statliga enheter, att returnera pengar till sina aktieägare. Tre skandinaviska statligt kontrollerade företag – Equinor (tidigare Statoil), Ørsted och Vattenfall – ansvarar för mer än hälften av den nuvarande brittiska vindkraftsflottan till havs och har ambitiösa planer för nya projekt.

- **Operatörerna förväntar sig att kunna sälja en stor del av aktierna i sina projekt till överoptimistiska investerare** med liten förståelse för riskerna. Dessutom är projekt starkt beroende av skulder från lika naiva långgivare.

- **Operatörer och finansiella investerare är medvetna om risken men förväntar sig att bli räddade. När den ekonomiska verkligheten blir obestridlig kommer det att finnas en enorm lobby för att överföra de fulla kostnaderna för havsvindkraft till antingen elkonsumenter eller skattebetalare.** Det självklara instrumentet är koldioxidbeskattning, men den höjning som krävs skulle bli mycket stor och den ekonomiska skadan skulle vara minst sagt politiskt omtvistad. Stora räddningsaktioner till en industri som har förvrängt sin ekonomi, vare sig det är medvetet eller inte, kommer att vara extremt impopulära. En regering som är instängd mellan intensiv politisk opposition och de ständigt växande konsekvenserna av den finansiella kollapsen av vindkraftssektorn till havs kommer att bete sig på ett sätt som inte kan förutsägas med tillförsikt, men investerare i förnybar energi bör vara väldigt nervösa.

Gordon Hughes är professor i ekonomi vid University of Edinburgh

Dr John Constable är direktör för Renewable Energy Foundation.

[1] BEIS, Elproduktionskostnader (24 augusti 2020).

[https://www.gov.uk/government/collections/energy-generation-cost-projections?](https://www.gov.uk/government/collections/energy-generation-cost-projections?utm_source=2deef6b5-8bc2-4b0b-a6a7-eecc4f289432&utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_contently#202)

[utm_source=2deef6b5-8bc2-4b0b-a6a7-](https://www.gov.uk/government/collections/energy-generation-cost-projections?utm_source=2deef6b5-8bc2-4b0b-a6a7-eecc4f289432&utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_contently#202)

[eccc4f289432&utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_contently#202](https://www.gov.uk/government/collections/energy-generation-cost-projections?utm_source=2deef6b5-8bc2-4b0b-a6a7-eecc4f289432&utm_medium=email&utm_campaign=govuk-notifications&utm_contently#202)

[2] <https://www.gov.uk/government/publications/cost-of-capital-update-for-electricity-generation-storage-and-dsr-technologies>

In this important contribution to our series on post-Brexit Britain Professor Gordon Hughes and Dr John Constable take on the entire green energy movement in arguing that the widespread view about the falling costs of renewable energy is wrong. They view official government projections of energy costs and hence prices as disgracefully inaccurate. Energy costs will be an important element in the UK's future economic competitiveness and, if the authors are correct, energy prices are in for huge price rises.

The dramatically falling costs of renewables are now a political, a media, and conversational cliché. However, the claim is demonstrably false. Audited accounts show that far from getting cheaper, wind power is actually becoming more expensive. The failure of the British civil service to detect this fact and, hence, to protect the consumer and taxpayer from the consequences of the looming failure of the renewables sector raises important questions about the analytic competence of the Whitehall machine.

If we asked a random sample of broadsheet newspaper readers about the economics of offshore wind, it is practically certain that a majority of those interviewed would say they believed it was now cheap. A similar survey of investment analysts and advisors might return the same answer. Politicians and journalists would be *certain* about the matter. However, if pressed for evidence none of these groups could do much more than point to secondary sources. Some might remember that the Greenpeace sponsored an extensive advertising campaign in 2017, with full page adverts in the press. Others might point out that official bodies present offshore wind as the cheapest source of electricity. Those in financial circles might also indicate that almost every report or lengthy article on the future role of offshore wind power is accompanied by a chart which claims to show the rapid decline of costs over the last one or two decades, perhaps with forward projections to 2030 or 2040.

Incredible though it may seem, none of this is true. Neither offshore nor onshore wind has become cheaper; indeed, both have become more expensive over the last two decades.

How do we know this? Because one of us, Gordon Hughes, has compiled data from audited accounts on the capital and operating costs of 350 onshore and offshore wind farms in the United Kingdom, a set which covers the majority of the larger wind farms (> 10 MW capacity) built and commissioned between 2002 and 2019. It is the largest study of its kind to date and will be published shortly by the charity Renewable Energy Foundation, which John Constable directs.

In summary, analysis of the data reveals unequivocal findings:

- 1. The actual costs of onshore and offshore wind generation have not fallen significantly over the last two decades and there is little prospect that they will fall in the next five or even ten years.**
2. While some of the components which feed into the calculation of costs have fallen, the overall costs have not. For example, the weighted return for investors and lenders has declined sharply, especially for offshore wind, because of a fall in *perceived* risk. In addition, the average output per MW of new capacity may have increased, particularly for offshore turbines. However, these gains have been offset by higher operating and maintenance costs (O&M).
- 3. Far from falling, the actual capital costs per MW of capacity to build new wind farms *increased* substantially from 2002 to about 2015 and have, at best, remained constant since then.** Reports of the costs of building new offshore wind farms in the early 2020s imply that their costs may fall by 2025, but such reports are consistently unreliable as well as being incomplete. Final costs tend to be significantly higher, so little weight can be attached to forecasts of future costs.
- 4. Far from falling, the operating costs per MW of new capacity have increased significantly for both onshore and offshore wind farms over the last two decades.** In addition, operating costs for existing wind farms tend to grow even more rapidly as they age. The increase for new capacity seems to be due to the shift to sites that are more remote or difficult to service. Much of the increase with age is due to the frequency of equipment failures and the need for preventative maintenance, both of which are strongly associated with the adoption of new generations of larger turbines – both onshore and offshore.
5. Turbine manufacturers and wind operators appear to be relying on an increase in load factors (a measure of the generator's energy productivity) via (i) an increase in hub heights to take advantage of higher wind speeds, and (ii) changes in the engineering balance between blade area and generator capacity. However, the inferior reliability of new turbine generations leads to a more rapid decline in performance with age, so that the ultimate effect on average performance over the lifetime of new turbines is not clear.
- 6. The combination of increasing operating and maintenance costs with the decline in yields due to ageing means that at current market prices the expected revenues from electricity generation will be less than expected operating costs after the expiry of contracts guaranteeing above-market prices.** The length of these contracts has been reduced, implying a need to recover capital costs over a shorter economic life which pushes up the effective capital charge.

There is an important corollary to these findings. The current set of offshore projects being constructed and planned in North Western Europe are closely akin to speculative property development. They are high risk projects that will only be able to repay lenders and offer a return to equity investors if the average wholesale market prices of power rise to at least three to four times their current level throughout North West Europe. Such a price surge would require either a

large and permanent increase in the market price of gas, which experience suggests is very unlikely, or carbon taxation at 8 to 10 times current levels, rising to at least €200 per tonne of carbon dioxide at 2018 prices in 2030. Such a tax would place a heavy burden on the rest of the economy.

This has consequences for financial regulation. To discharge their responsibilities financial regulators ought to impose a heavy risk weighting on loans to offshore wind farm operators, while also advising that green equity investments are too risky for pension funds and small investors. Instead, the chiefs of the European Central Bank (ECB), the Bank of England and other regulators have urged more investment in green assets without acknowledging the risks involved. This leads to the prospect of what is not so much a car crash as a motorway pile up in the fog of ignorance. The looming crisis will require that those who finance wind power and its related ecosystem of companies are bailed out by either taxpayers or electricity consumers. The scale of the bailout would be large: about £30 billion is at risk in the UK wind sector alone, with significantly more in Germany, the Netherlands and Denmark.

Some wind industry players may be aware that specific projects are not performing in line with general expectations – there is no lack of examples reported in specialist media. However, until very recently investors have been protected by generous subsidies and operators are likely to blame project-specific factors rather than realising that the entire sector is affected. In addition, the industry in general seems to believe its own propaganda, for which basic error they have only themselves to blame.

Government, we suspect, is genuinely confused. On the 24th of August while we were preparing this summary for Briefings for Britain the Department of Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) published its latest set of electricity generation cost estimates, *Electricity Generation Costs*.^[1] It recommends BEIS to the view that the costs of wind power have fallen and that this technology is now amongst the cheapest available.

However, it is not difficult to show that the BEIS analysis is wholly, almost pitifully, inadequate and that it cannot be relied upon. We will discuss it in some detail below because the mistaken view that it gives of wind economics is important in itself. Even more, it provides a graphic illustration of the truly wretched quality of the analytical work that underpins policy decisions with vast implications for the United Kingdom and its people.

Before making more detailed observations, we note two general aspects of the BEIS study. First, it purports to provide estimates or forecasts of electricity generation costs for projects commissioning in 2025, 2030, 2035 and 2040. While costs at the nearest of these dates can be estimated rationally, costs a decade or more in the future are radically uncertain. To attempt even moderately precise costings, as BEIS does, suggests naivety or hubris. Who in 2000 – or even in 2010 – had any realistic basis for forecasting the capex and opex costs for projects that are being commissioned in 2020?

Furthermore, on examining the accompanying spreadsheet containing the Department's detailed assumptions it turns out that 94 per cent of the model parameters for the various technologies, conventional and renewable, do not change from one period to the next. This is implausible, since it must presume that there is no technological progress in those fields. Where costs do vary they are for either (a) wind and solar, or (b) a range of minor (Geothermal CHP) or novel (wave, biomass with CCS) technologies. This is unreasonable. If there are cost reductions in the renewable sector, why rule out cost reductions in the conventional sector?

Looked at in more detail this underlying bias is quite extraordinary. The rates of decline in capex and opex costs or increases in operating performance for offshore wind – now a mature technology – are greater and more sustained than the decline for CCGT+CCS – a new and potentially critical technology.

Consequently, the BEIS projections of short-term costs are almost trivial, merely generic costs for the middle of the current decade, while the estimates of relative costs of conventional and renewable generation in the medium and longer term are at best meaningless and at worst misleading.

A second general point that should be noted is that the data used in the BEIS model is almost entirely derived from work conducted by or for the department itself. With the exception of a single reference to a National Grid ESO report, all of the sources cited for the data are BEIS publications or BEIS-commissioned reports. No attempt has been made to draw upon the growing academic and policy literature on the *actual* costs of building and operating various kinds of generation. There is not even a single reference to the extensive studies undertaken by the Energy Information Agency (EIA) in the US and various of the research laboratories funded by the US Department of Energy (DoE) – for the example the Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), the National Renewable Energy Laboratory (NREL) or the Oak Ridge National Laboratory (ORNL). Such a narrow focus is hard to justify, and indeed begins to look like a deliberate blindness in which all data is selected to fit with a pre-determined narrative.

And of course it is also true that BEIS has not made any effort to undertake the empirical investigation of audited accounts that forms the data behind the Hughes study summarised above.

Bearing these general remarks in mind, we will now compare some of the specific assumptions in the BEIS study with the results of the data compiled for this and other studies.

Conveniently BEIS has adopted the same base year (2018) for real prices as the one used for the Hughes database, so there is no need for adjustment. We will start by examining capex costs and then opex costs before looking at load factors and financial parameters. In all cases we will use the BEIS assumptions for projects commissioned in 2025, since, as noted above, the BEIS estimates for later dates are mere speculation. We will focus on onshore wind, offshore wind and large scale solar as those are the primary technologies for which BEIS has updated its assumptions and for which comparisons with actual data from company accounts are possible.

1. *Capex costs.* The BEIS assumptions imply total capex costs (including capitalized interest) in 2025 of £1.30 million per MW for onshore wind, £2.16 million per MW for offshore wind (or £1.82 million excluding transmission), and £0.55 million per MW for large scale solar. Comparison with the actual costs reported in audited accounts is stark. The average value of the actual capex costs reported for onshore wind farms completed in 2016-19 was £1.61 million per MW, for offshore wind it was £4.49 million per MW (including transmission) or £3.99 million if the very expensive Hywind project is excluded. For large scale solar the average of actual costs was £0.98 million per MW. Hence, the BEIS assumptions are only 50%-80% of the actual capex costs reported in audited accounts for recently commissioned projects. Since BEIS provides no evidence of any rapid reduction in capex costs per MW of peak capacity, their assumptions reflect little more than wishful thinking. The bias is particularly egregious in the case of offshore wind as most future projects will necessarily be at greater depths and distance from shore, thus incurring significantly higher capex costs for both turbines and transmission.
2. *Opex costs for onshore wind.* The BEIS assumptions imply opex costs for onshore wind of £47,000 per MW per year for a wind farm commissioned in 2025. Incredibly, these are assumed to be constant over an operating life of 25 years. Our study, based on audited accounts, shows that actual opex costs for a new onshore wind farm commissioned in 2016 were £77,000 per MW at age 1 and that this will increase to £114,000 at age 15, and £149,000 per MW at age 25 if it were to continue to operate that long (which is very unlikely). The analysis also shows that the *initial* opex cost for *new* wind farms has been increasing at 4.3% per year, so the expected opex cost for a wind farm commissioned in 2025 at age 1 would be £112,000 per MW, more than double the BEIS estimate. Overall, the BEIS estimates of opex costs are about one-third of the best estimate based on actual data for the last two decades.
3. *Opex costs for offshore wind.* The BEIS assumptions imply opex costs for offshore wind of £109,000 per MW for a wind farm commissioned in 2025, constant over an operating life of 30 years. It is hard to make sense of the BEIS numbers. Their table 2.4 gives a fixed O&M cost of £36,300 per MW per year for 2025. This is implausible if it is supposed to cover Offshore Transmission Operator (OFTO) costs. Indeed, there isn't a single reference to OFTO transmission costs in the whole document, yet the methodology requires that OFTO costs must be included. Again, our analysis of audited accounts shows that actual opex costs (including OFTO costs) for a new offshore wind farm commissioned in 2018 were £184,000 per MW per year at age one, with an expectation that this will rise to £426,000 per MW per year at age fifteen. Actual offshore opex costs have been increasing at an average of 5.9% per year in real terms for the last two decades, so the lifetime average for a new wind farm commissioned in 2025 would be at least £450,000 per MW per year, or about four times the figure assumed by BEIS.
4. *Opex costs for large solar.* The BEIS assumptions imply opex costs for large solar plants of £10,000 per MW per year, constant over an operating lifetime of 35 years. Since most large solar plants were built between 2012 and 2017 the data on lifetime opex costs is limited, but our analysis shows an average of actual operating costs of £19,000 per MW at age one rising to £33,000 per MW at age five. It is unclear whether these costs have been increasing with year of commissioning as well as age. Nonetheless, the pattern is clear. The BEIS assumptions about large solar opex costs are typically one-quarter to one-third of the actual costs incurred by real plants that are operating today.
5. *Load factors for onshore wind.* The BEIS estimates assume constant load factors of 34% over relatively long operating lives for new plants. This is implausible, and it would be surprising if even the most committed advocates of renewable generation believed it to be correct. Even the most optimistic academic analyses imply a decline of 1.5% to 2% per year in annual output of onshore wind farms, holding wind conditions constant. Our analysis of the extensive data for Denmark, published together with the present study, shows that while the rate of decline in performance was lower for early generation turbines in the 0.5 MW to 1 MW category, which are no longer installed, the current generation of onshore turbines of greater than 2MW exhibits a rate of decline of about 3% per year. The BEIS failure to recognise any decline in performance is a serious defect in the analysis. There can be no justification for this. BEIS's own figures show that the actual load factor for onshore wind farms has been constant at about 27% over the last decade after controlling for variations in wind conditions. In practice, what has happened is that the higher load factor for larger turbines at new wind farms, which lies behind their estimate of 34%, has been offset by the decline in performance for older wind farms.
6. *Load factors for offshore wind.* BEIS assumes a constant average lifetime load factor of 51% for conventional offshore turbines (i.e. not floating devices such as Hywind). However, for offshore turbines the rate of decline in performance is much worse than for onshore wind, a fact which underlies the rapid increase in opex costs per MW. The average load factor for offshore wind has increased, but this is purely a function of the skewed age distribution in the wind fleet. The BEIS assumption of a 51% load factor relies upon a belief that the future will be radically different from the past. That is unreasonable. The average load factors for offshore wind farms less than five years old in NW Europe mostly fall in the range 40-45%. That is the best they will achieve over their lifetimes and as they age their performance will decline. The advantages of turbine size and hub height referred to in the BEIS analysis are not remotely sufficient to account for the difference between the BEIS assumption of a constant 51%, and the reality of an initial 45% declining steadily over time.

7. *Load factors for large solar.* Proponents of large solar generation may be somewhat aggrieved by the BEIS assumption of average lifetime load factor of 11%, which is in fact typical of recent experience. Indeed, solar developers may have a stronger case for arguing that their relatively new technology may allow higher load factors in future. This is partly a matter of definition. Peak output is rarely achieved by most solar plants, whereas wind turbines are increasingly designed to achieve rated output at lower wind speeds, by adjusting the balance of swept area to generator capacity. Nonetheless, United States Energy Information Administration (US EIA) estimates of generation costs have assumed a significant increase in solar load factors for new plants commissioned in 2023-2024 relative to those commissioned in 2019-2020, holding location and solar conditions constant. That may prove to be wrong, but BEIS's failure to note this possibility, while exaggerating the prospects for wind, brings the peculiar bias of the overall BEIS analysis into sharp focus.
8. *Operating lifetime.* The operating lifetime of a new wind farm or solar plant is a complex economic issue and not simply a physical one, since the effect of age on operating costs and performance is critical. The BEIS assumption of an operating life of 25 years for onshore wind is optimistic but not completely outside the bounds of reason. Our analysis suggests that the upper bound with current contractual arrangements and market conditions will be no more than 20 years. On the other hand, assuming an operating life of 30 years for offshore wind – note, with a constant load factor – is completely at odds with any of the actual evidence. The same is true for the 35 year lifetime for large solar plants. After all, even mature and reliable technologies such as Combined Cycle Gas Turbines and super-critical coal plants require major refits after about 20 years.
9. *Future market prices and lifetimes.* A possible interpretation of the implausibly long economic lifetimes projected for wind and solar is that BEIS is tacitly assuming that market power prices in the late 2030s will be 3 to 4 times their current level in real terms. Indeed, it is hard to explain the lifetime assumptions on any other basis. If that is indeed BEIS's assumption, the failure to spell this out in the analysis illustrates the lack of transparency and arbitrary nature of the whole exercise.
10. *Hurdle rates.* The BEIS assumptions with regard to hurdle rates are based on a study by Europe Economics carried out in 2018, but only published on the 24th of August as part of the *Electricity Generation Costs* [2] Let us put aside the problem that even though the Capital Asset Pricing Model used in the study has been adopted by some economists and regulators it has, at best, only an accidental relationship to the way in which real investors determine the hurdle rate of return of investment in generation or other businesses. Still, it is surprising that BEIS appears not to have carried out any kind of sanity check on the numbers in the Europe Economics report. For example, if BEIS had examined a financial model for any of the offshore wind CfD projects in Allocation Round 2 (AR2) or Allocation Round 3 (AR3), they would have discovered that every project would be a financial disaster on the cost of capital assumptions made in the Europe Economics analysis. It would be impossible for Hornsea 2, Moray East or Triton Knoll – all AR2 projects which we have examined in detail – even to cover debt service costs on the BEIS assumptions, let alone produce a reasonable return on equity, if their CfD strike prices are taken at face value. The cost of capital for each project would have to be close to zero simply to cover the announced levels of debt that have been incurred for each project, and even that may not be possible.

Reviewing the deficiencies of the UK government's latest estimates of generation costs we are left with a puzzle. The assumptions which underpin the BEIS estimates of the cost of generation for wind and solar power are fanciful, and do not withstand even cursory scrutiny; under close analysis they disintegrate and are a disgrace to the civil service and an embarrassment to ministers. Indeed, they are so far from the *actual* costs incurred by current operators and recorded in audited accounts that they are not worth further consideration, except as evidence for fundamental civil service reform. The review preceding that reform should ask how a heavily funded and staffed government department in a major economy can have strayed so far from the real world in a matter of such importance as energy supply. What on earth is going on?

The behaviour of the commercial entities involved in the renewables sector is also puzzling. If the empirical evidence is so clear, why are large companies committing substantial capital to very large projects that are almost certain to make a loss under anything like current market conditions? There are three factors that may explain this behaviour:

- **The offshore wind sector is dominated by large companies, often state-controlled, that can deploy large cash flows from existing generation and/or network businesses and are under little pressure to cut costs for their customers or, if state entities, to return cash to their shareholders.** Three Scandinavian state-controlled companies – Equinor (formerly Statoil), Ørsted and Vattenfall – are responsible for more than half the current UK offshore wind fleet and have ambitious plans for new projects.
- **Operators expect to be able to sell on a large portion of the shares in their projects to over-optimistic investors with little appreciation of the risks involved.** In addition, projects rely heavily on debt provided by equally naïve lenders.
- **Operators and financial investors are aware of the risk but expect to be bailed out.**

Once economic reality becomes undeniable, there will be a huge lobby to pass on the full costs of offshore wind to either electricity consumers or taxpayers. The obvious instrument is carbon taxation, but the increase required would be very large, and the economic harm would be politically contentious to say the least. Vast bailouts to an industry that has misrepresented its economics, whether knowingly or not, will be extremely unpopular. A government trapped between

intense political opposition and the ever-widening ramifications of the financial collapse of the offshore wind sector will behave in ways that cannot be predicted confidently, but investors in renewables should be very nervous.