

Analyse af det fremadrettede behov for teknologineutrale udbud

13 juni 2022



Sammenfatning

Landvindmøller, åben dør-havvindmøller¹, bølgekraftanlæg, vandkraftværker og solcelleanlæg kan opnå støtte i de teknologineutrale udbud. Overgangen til støttefri vedvarende energi (VE) på land drives af omkostningsreduktioner. Omkostninger til etablering af VE er faldet markant de seneste år og forventes fortsat at falde. Dette fald ledte til lave vindende budpriser i de teknologineutrale udbud for landvind, solceller, mv. og har medført, at en betragtelig andel af solkapaciteten siden 2018 er blevet nettilsluttet uden støtte. Det vurderes generelt rentabelt at etablere støttefrie VE-anlæg i dag, dog med undtagelse af specifikke områder og spændingsniveauer i elnettet, hvor etablering er forbundet med større omkostninger til netudbygning. Frem mod 2030 forventes fortsatte omkostningsreduktioner dog at gøre både støttefrie solcelleanlæg og landvindmøller rentable – også med de kommende producenttariffer.

De markedsbaserede muligheder for at finansiere VE-anlæg vurderes gode. Dette følger bl.a. af opstilles adgang til elkøbsaftaler (*power purchasing agreements, PPA*), som giver investorer, banker, realkreditinstitutter mv. tilstrækkelig sikkerhed til at ville finansiere VE-anlæg. Sikkerheden opnås ved, at afregningspriserne i elkøbsaftaler fastsættes forud for produktionen og garanteres for en given periode.

De teknologineutrale udbud giver opstillere af VE-anlæg adgang til støttekroner samt langvarig elprisikring. Det vurderes, at statslig støtte gennem teknologineutrale udbud *generelt* ikke er nødvendig for at gøre VE-projekterne rentable. Herudover er der klare indikationer på, at markedsbaseret afdækning af elprisrisiko, i form af f.eks. elkøbsaftaler, er tilstrækkelig til, at der kan opnås finansiering til VE-anlæg.

Det kan således som udgangspunkt konkluderes, at der ikke er behov for at videreføre de teknologineutrale udbud efter 2021.

Med *Aftale om finansloven 2022 af 6. december 2021* er et bredt politisk flertal enige om, at øge udbygningen af VE og med *Aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategi)* af 15. marts 2022 er et bredt politisk flertal enige om, at Danmark skal sigte efter at bygge 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030. Ovenstående konklusion tager ikke højde for, at øget udbygning med Power-to-X (PtX) giver en stor ekstra efterspørgsel efter VE, som tilsvarende kan øge behovet for støtte til VE-anlæg, som leverer elektricitet til andet forbrug end forbruget i PtX-anlæg og kan øge behovet for støtte til mindre rentable VE-anlæg for at sikre deres realisering. Hertil kommer, at de kommende producenttariffer² indebærer, at VE-anlæg skal afholde en større del af de omkostninger i elnettet, som VE-anlæggene giver anledning til. Fortsat støtte i de teknologineutrale udbud kan potentielt understøtte VE-anlæg, som måtte bortfalde eller blive sat i bero pga. stigninger i omkostninger, herunder bl.a. pga. de kommende producenttariffer. En videreførelse af TNU vil dog også indeholde en risiko for, at der tildeles støtte til projekter, som kunne være blevet gennemført på markedsvilkår.

¹ <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/aaben-doer-ordningen-havvindmoeller>

² Det bemærkes, at Energinets og Green Power Denmark's (tidl. Dansk Energi) offentliggjorte metoder til at fastsætte de kommende producenttariffer endnu ikke er godkendt af Forsyningstilsynet.

Indledning

I september 2017 blev det med *Stemmeaftale om ny støttemodel for vind og sol i 2018-2019* aftalt for første gang at afholde teknologineutrale udbud (TNU) som støtte til landvindmøller, solceller og åben-dør havvindmøller i 2018 og 2019. Det blev endvidere aftalt, at støtten skulle gives som et fast pristillæg oven i markedsprisen på elektricitet, og der blev fastsat et budget for hvert udbud. Med *Energiaftalen* af 29. juni 2018 blev det aftalt at afsætte midler til TNU i perioden 2020-2024, samt at inkludere bølge- og vandkraft i de fremtidige TNU. Med *Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020* af 22. juni 2020 blev det aftalt at skifte fra et fast pristillæg til en såkaldt Contract for Difference (CfD) støttemodel, hvor støtte-modtagere sikres mod evt. fremtidige lave elpriser. I december 2020 blev det med *Opfølgende aftale ifm. Klimaaf tale for energi og industri mv.* besluttet at justere CfD-modellen bl.a. med indførelsen af projektspecifikke ud- og indbetalingslofter.

TNU i 2018 og 2019 resulterede i historisk lave støttepriser på VE i Danmark og indikerede, at opstillingen af VE-anlæg potentielt snart kunne ske på rene markedsvilkår uden støtte. Det indgik således også i klimaaf talem fra juni 2020, at der skulle *"igangsættes en analyse af markedets udvikling for at afklare, om der fortsat er behov for teknologineutrale udbud efter 2021"*.

Formålet med analysen er derfor at vurdere, hvorvidt der er et behov for TNU efter 2021 og at vurdere, hvor længe der er et behov for TNU. Analysen og vurderingen forelægges forligskredsen bag klimaaf talem fra juni 2020. Det bemærkes, at analysen ikke kommer med anbefalinger om evt. justeringer af den nuværende støtteordning eller de eksisterende rammevilkår for VE-anlæg (f.eks. lovgivning, nettilslutning, tariffer, beskatning, afgifter, og planlovgivning). Eventuelle analyser eller forslag til justeringer af TNU eller andre rammevilkår ligger således uden for rammerne af denne analyse.

Analysen omfatter følgende afsnit:

1. Status på støttefri VE-udbygning
2. Erfaringer fra teknologineutrale udbud
3. Forventede omkostninger og indtægter for VE-anlæg og deres relevans for støttebehov
4. Afdækning af markedsbaserede alternativer til teknologineutrale udbud



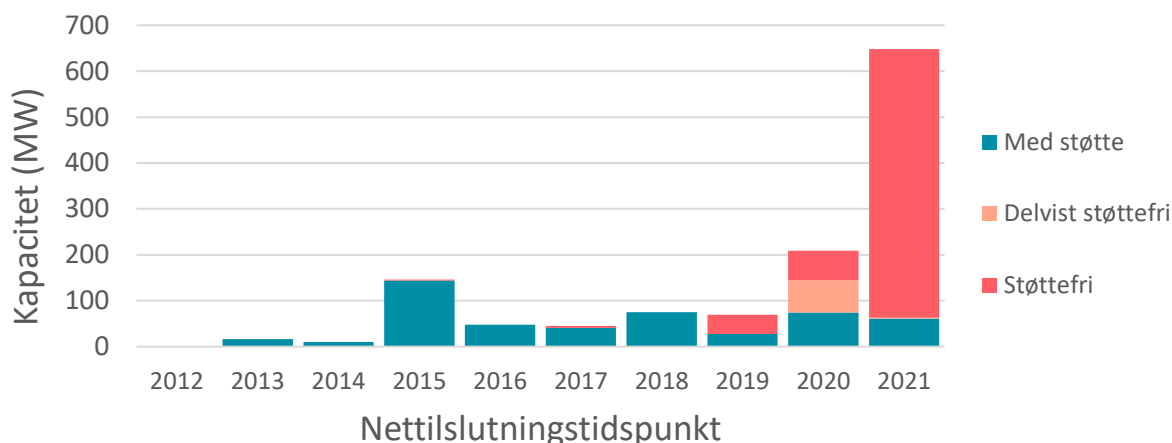
1. Status på støttefri VE-udbygning

1.1 Status i Danmark

Der har de senere år været en stigende støttefri VE-udbygning i Danmark. Denne har særligt været udtalt for store solcelleanlæg, men der er også eksempler på støttefri udbygning af landvindmøller, om end det er mere begrænset.

Ved udgangen af 2021 var der nettilsluttede solcelleanlæg med en samlet kapacitet på 2.045 MW. Heraf udgør større solcelleprojekter 1.268 MW, hvoraf 769 MW ikke modtager støtte. På relativt få år har de større solcelleprojekter nået en teknologisk modenhed, der muliggør støttefri udbygning. Den støttefrie udvikling fremgår af figur 1.1.1. Det ses heraf, at de støttefrie solcelleanlæg primært er blevet nettilsluttet efter 2018. Den samlede solcellekapacitet afspejler, at den støttefrie soludbygning er i sin begyndelse. I 2022 forventes udbygningen med solcelleanlæg fortrinsvis at være støttefri ligesom det var tilfældet i 2021. Det forventes, at der i 2022 bliver nettilsluttet markanlæg med en samlet kapacitet på 920 MW, hvoraf 841 MW forventes at være støttefri³.

Figur 1.1.1: Nettilslutning af støttefrie solcelleanlæg over tid – årlig bruttoudbygning



Note: Der medtages kun projekter på 1 MW eller derover. Et solcelleprojekt defineres som alle solcelleanlæg (inkl. evt. taganlæg) med samme nettilslutningspunkt og ejer, der er anlagt på samme vej. 'Delvist støttefri' referer til anlæg, der ikke modtager støtte, men som indgår i et solcelleprojekt med støttede solcelleanlæg.

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Ved udgangen af 2021 var der en samlet kapacitet på 4.787 MW landvindmøller⁴ og kystnære havvindmøller i drift. Heraf er der ca. 33 MW fabriksnye landvindmøller, som ikke modtager støtte, mens ingen kystnære havvindmøller er opført støttefrit. Der er få støttefrie landvindmølleprojekter, og de er alle nettilsluttet efter 2018. De støttefrie vindmøller er typisk relativt store målt på kapacitet. I modsætning til sol, hvor opstillere ofte har VE-projekter i hele landet og i udlandet, er de støttefrie landvindmøller etableret af en lokalt forankret ejerkreds. Der er overordnet set en tendens til, at vindmølleprojekter på land

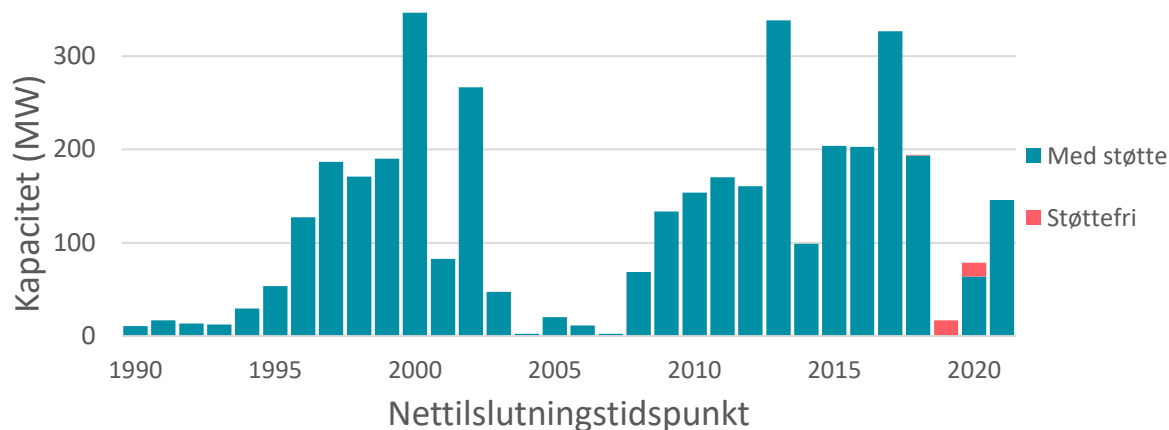
³ Baseret på indmeldinger fra netselskaberne om de forventede tidspunkter for nettilslutning af konkrete projekter frem til 2023 og sammenkørt med Energistyrelsens VE-pipeline. Den markante stigning i 2022 kan delvist forklares med, at projekter fremrykkes, så de bliver omfattet af tarifovergangsordningen i 2022, og så de undgår de tilslutningsbidrag, der forventes indført fra og med 2023.

⁴ Ekskl. husstandsvindmøller.



består af færre men større vindmøller. Større vindmøller kan medføre færre velegnede placeringer grundet afstandskrav til naboejendomme, lokale højdebegrænsninger og hensyn i øvrigt, hvilket kan blive en begrænsende faktor for udbygningen af landvind. Den støttefrie udbygning fremgår af figur 1.1.2. I 2022 forventes landvindmøller med en samlet kapacitet på 128 MW at blive nettilsluttet, hvoraf 98 MW forventes at være støttefri⁵, mens ingen kystnære havvindmøller forventes nettilsluttet. Andelen af støttefri landvind forventes således betragteligt forøget i 2022 sammenlignet med tidligere år.

Figur 1.1.2: Nettilslutning af støttefrie vindmøller over tid – årlig bruttoudbygning



Note: Medtager kun vindmøller i drift med en kapacitet på 0,1 MW eller derover opsat på land eller igennem åben dør-ordningen, dog ikke forsøgsvindmøller. Medtager ikke vindmøller nettilsluttet før 1990. Da vindmøller skal være fabriksnye for at kunne deltage i TNU medregnes ikke støttefrie brugte vindmøller. Husholdningsvindmøller er ikke med, i det de er mindre end 0,1 MW.

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

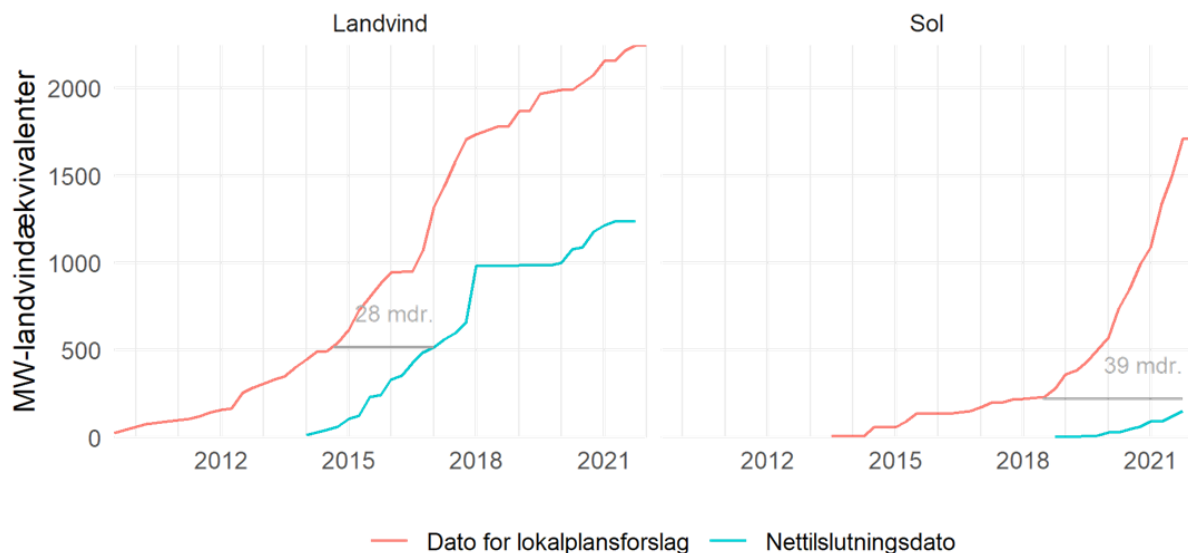
1.2 Udvikling i planlagt kapacitet

Det er muligt at få et indblik i den planlagte VE-udbygning ved f.eks. at kigge på fremsatte lokalplansforslag, da etablering af landvindmøller og større solcelleanlæg typisk kræver en vedtaget lokalplan. Lokalplansforslag kan sammenholdes med den nettilsluttede kapacitet for at få et indblik i den tidsmæssige forskydning mellem lokalplansforslag og nettilslutning, jf. figur 1.2.1.

⁵ Baseret på indmeldinger fra netselskaberne om de forventede tidspunkter for nettilslutning af konkrete projekter frem til 2023 og sammenkørt med Energistyrelsens VE-pipeline.



Figur 1.2.1 – Udvikling i planlagt kapacitet – Akkumulerede MW-landvindækvivalenter med udgangspunkt i tidspunkt for fremsættelse af lokalplansforslag og nettilslutningstidspunkt



Note: Akkumulerede MW-landvindækvivalenter angives kvartalsvis. Baseret på i alt 205 projekter i pipeline, hvor dato for indsendelse af lokalplansforslag er tilgængelig. Heraf er 88 projekter blevet nettilsluttet, og den grå linje illustrerer den gennemsnitlige tid mellem lokalplansforslag og nettilslutning for disse projekter. Fremsættelse af lokalplansforslag garanterer ikke nettilslutning. *Kilde:* Energistyrelsens (egne beregninger) og Plandata.dk.

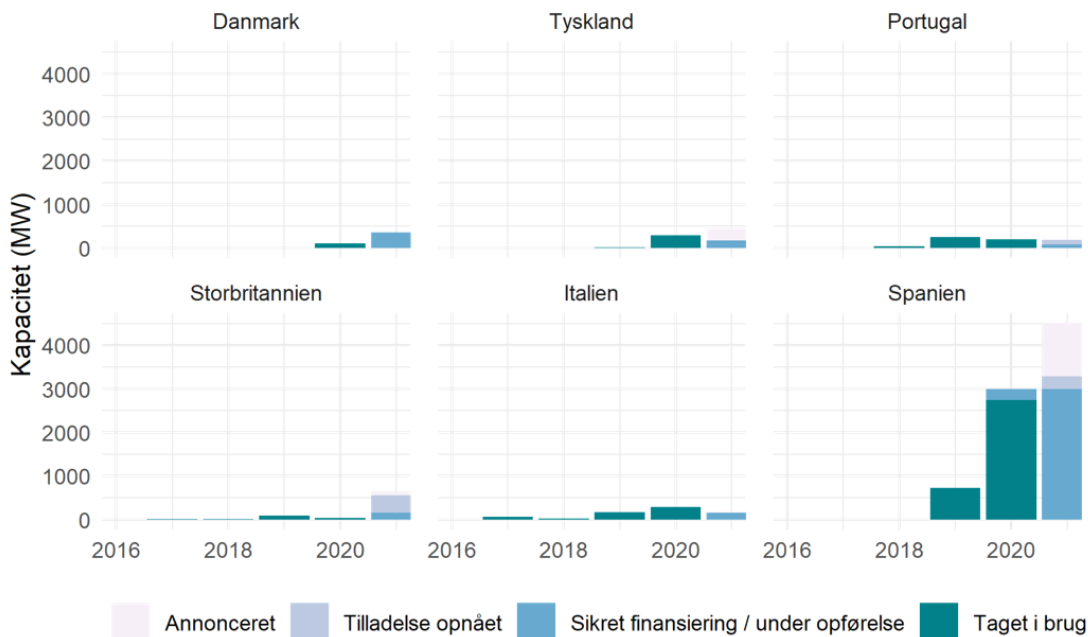
Figur 1.2.1 viser overordnet, at der bliver planlagt en stigende kapacitet af både landvind og sol. Den samlede nettilsluttede solkapacitet har indtil videre været relativt begrænset, men lokalplansforslagene viser, at der omkring 2018 er sket et skift, der har medført, at udbygningstakten for solcelleanlæg umiddelbart forventes mærkbart forøget i de kommende par år. Endvidere vurderes det sandsynligt, at denne mærkbart forøgede soludbygning i overvejende grad har været påtænkt at skulle etableres uden støtte, baseret på at solcelleanlæg nettilsluttet i 2021 og 2022 fortrinsvis var støttefrie og typisk havde lokalplansforslag fremsat omkring 2018-2019. Omvendt viser lokalplansforslagene, at udbygningstakten for landvind fra omkring 2017-2018 forventes at være langsommere end tidligere.

1.3 Status i andre europæiske lande

Der er generelt ikke fundet væsentlig støttefri VE-udbygning i andre europæiske lande, med undtagelse af Spanien, hvor der har været væsentlig støttefri udbygning af både landvind og solcelleanlæg. Eksempelvis viser en opgørelse fra BloombergNEF, at Danmark har haft den samme støttefrie soludbygning som Portugal og Italien, hvor solcelleanlæg i gennemsnit producerer hhv. 47 % og 37 % mere, og samme støttefrie udbygning som Tyskland og Storbritannien, hvor elforbruget er hhv. 16 og 9 gange større⁶, jf. figur 1.3.1. BloombergNEF-opgørelsen omhandler alene sol, men øvrig afdækning har ikke fundet væsentlig støttefri udbygning af landvind, med undtagelse af Spanien.

⁶ Pfenninger and Staffell (2016) og Eurostat (NRG_CB_E, 2019)

Figur 1.3.1: Årlig udbygning af støttefri sol i udvalgte europæiske lande i perioden 2016 til 2021



Note: Figuren repræsenterer solcelleprojekter på forskellige stadier, som BloombergNEF kendte til i januar 2021. Der er derfor projekter, som ikke vil være afspejlet her, hvilket eksempelvis er tilfældet for Danmark. Der kan også være projekter under etablering, som ikke er realiseret eller som senere søger støtte.

Kilde: BloombergNEF (European Subsidy-Free PV in 2020: Beating the Odds, 2021).

Spanien har oplevet en væsentlig soludbygning i 2019 og 2020 på henholdsvis 4,0 GW og 2,9 GW, hvoraf 25 % og 80 % var støttefri⁷. Red Eléctrica de España har endvidere oplyst, at alle solcelleanlæg nettilsluttet i 2021 var støttefri. En lignende tendens er observeret for landvindmøller i Spanien, hvor udbygningen i 2019 og 2020 var på henholdsvis 2,2 GW og 1,8 GW, hvoraf 46 % og 41 % var støttefri. Til sammenligning blev sol- og landvindkapaciteten i Spanien udbygget med hhv. 0,2 GW og 0,4 GW i perioden 2013-2018. Den væsentlige støttefrie VE-udbygning kan bl.a. tilskrives den høje solindstråling, hvor solcelleanlæg i Spanien i gennemsnit producerer 49 % mere end i Danmark⁴. Dertil kommer, at der historisk har været væsentligt højere elpriser i Spanien end i Danmark. I perioden 2016-2019 var den årlige gennemsnitlige afregningspris 7-15 øre/kWh højere i Spanien for sol og 6-18 øre/kWh højere for landvind⁸. Disse væsentlige forskelle til trods, er den støttefrie VE-udbygning i Danmark og Spanien påbegyndt næsten samtidigt. Resultaterne fra Spanien giver derfor begrænset indblik i den fremadrettede støttefrie VE-udbygning i Danmark. I opgørelsen fra BloombergNEF forventes der særligt en væsentlig støttefrie VE-udbygning i Spanien (fortsat) og Portugal sammenlignet med de andre lande.

⁷ Red Eléctrica de España ([Informe del Sistema Eléctrico Español 2020](#)) og La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ([Evaluación del régimen retributivo específico correspondiente al periodo 2014-2020](#)).

⁸ Open Power System Data ([Time series, 2020-10-06](#)) baseret på ENTSO-E Transparency, samt OMIE.



2. Erfaringer fra teknologineutrale udbud

2.1 Danske erfaringer med teknologineutrale udbud

I de teknologineutrale udbud (TNU) konkurrerer VE-projekter om støtte. Tilsagn om støtte gives til de projekter, der kan levere mest grøn strøm billigst, uden hensyn til typen af teknologi. For at deltage skal projektudviklerne på forhånd indhente de nødvendige godkendelser (dvs. VE-projekterne skal være fremskredne og klageretten udtømt), hvilket sikrer en høj grad af realisering af de projekter, der opnår tilsagn om støtte. VE-projekter, der deltager i TNU, må ikke være påbegyndt, have indgået bindende aftaler eller andet, som gør investeringsbeslutningen irreversibel. Såfremt et VE-projekt opnår tilsagn om støtte, skal det som udgangspunkt nettilsluttes inden for enten 2 eller 4 år (afhængigt af teknologi) efter indgåelse af kontrakt, og støtten gives for hver kilowatttime (kWh) strøm, der leveres til det kollektive elforsyningsnet i 20 år fra første levering.

I Danmark er der afholdt tre teknologineutrale udbud. Udbuddene i 2018 og 2019 gav vindende VE-anlæg et fast pristillæg oveni markedsprisen på el, mens udbuddet i 2021 benyttede en såkaldt CfD-støttemodel, der ville give vindende VE-anlæg en samlet afregningspris på op til 25 øre/kWh. Budloftet på de 25 øre/kWh i CfD-modellen skal dække alle VE-projektets omkostninger, mens et fast pristillæg alene skal dække forskellen mellem VE-projektets omkostninger og den forventede indtægt fra salg af strøm til markedspris. Den primære forskel på de to støttemodeller er, hvem der påtager sig den langsigtede risiko for udsving i elprisen. Med et fast pristillæg er det VE-opstillere, mens det med CfD-modellen er staten, der påtager sig risikoen for prisudsving.

Udbuddene i 2018 og 2019 viste lave og faldende vindende budpriser, mens ingen valgte at deltage i 2021. Der ligger forskellige årsager bag resultaterne i de tre udbud, og der er ligeledes forskellige erfaringer at drage i forhold til den støttefrie VE-udbygning. Tabel 2.1.1 giver et overblik over de forskellige resultater på tværs af de tre udbud.

Tabel 2.1.1: Resultater af de tre teknologineutrale udbud i perioden 2018 til 2021

	TNU 2018	TNU 2019	TNU 2021
Støttemodel	Fast pristillæg	Fast pristillæg	CfD-model
Potentiel kapacitet (MW-landvindækvivalenter)	595	573	810
Deltagelse (% af potentiel kapacitet)	60 %	30 %	0 %
Antal tilbud	17	7	0
Antal vindende tilbud	6	7	-
Tilbud ift. budgetramme/kapacitetsbegrænsning	min. 224 %	61 %	0 %
Vindende gennemsnitlig vægтет budpris	2,3 øre/kWh	1,5 øre/kWh	-

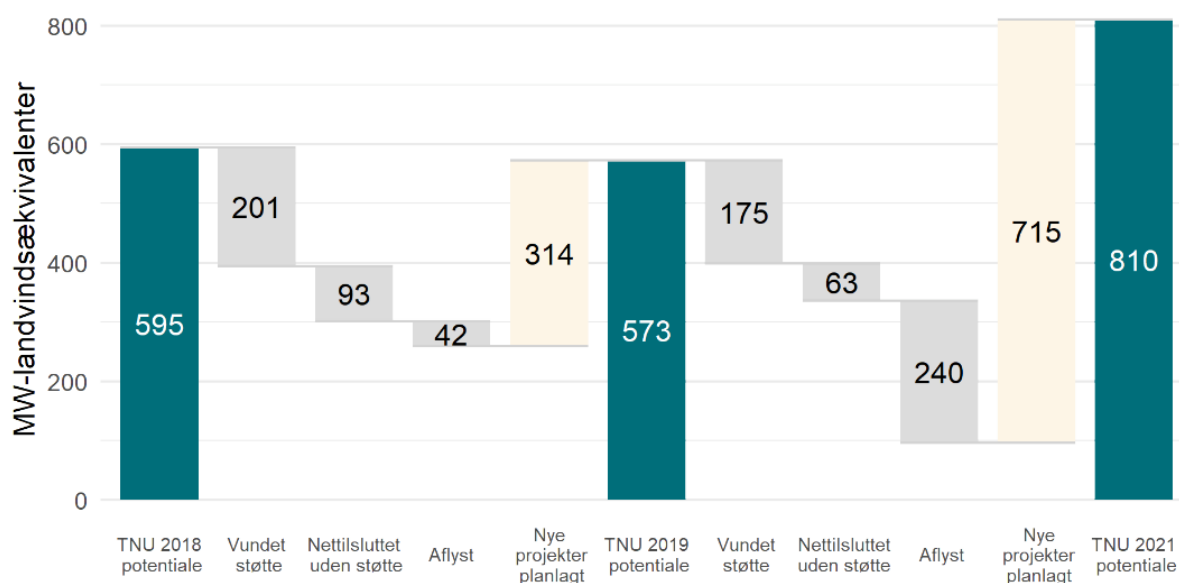
I TNU 2018 oversteg tilbuddene budgetrammen, hvilket medførte effektiv og reel priskonkurrence, hvor ikke-konkurrencedygtige bud blev frasorteret således, at udbuddet endte med en lav vindende gennemsnitlig budpris. Efterfølgende er ca. 30 % af den kapacitet, som deltog, men som ikke vandt støtte, blevet opstillet støttefrit. Det vurderes hertil, at projekter med en samlet kapacitet på 595 MW-landvindækvivalenter potentielt kunne have deltaget, hvoraf ca. 60 % valgte at deltage.



I TNU 2019 oversteg tilbuddene ikke budgetrammen, og alle tilbud opnåede således tilsagn om støtte. Selvom der ikke viste sig at være reel priskonkurrence, var de vindende budpriser 32 % lavere end i 2018, hvilket bl.a. formentlig skyldes, at opstillerne forventede høj priskonkurrence, givetvis på grund af det forrige års mange bud. Det vurderes hertil, at projekter med en samlet kapacitet på 573 MW-landvindækvivalenter potentielt kunne have deltaget i 2019, hvoraf ca. 30 % valgte at deltage.

Figur 2.1.2 skitserer den samlede potentielle kapacitet, som vurderes at kunne have deltaget i hver af de tre udbud, samt den efterfølgende realisering af dette potentiale og nye planlagte projekter, hvis lokalplan er vedtaget i perioden mellem to udbud. Ud af den samlede potentielle kapacitet for hvert udbud i 2018 og 2019 har en del vundet støtte, nogle er efterfølgende nettilsluttet eller har indgået aftale om nettilslutning og opføres dermed støttefrit, mens andre projekter efterfølgende er aflyst eller sat i bero. De resterende projekter indgår herefter i den potentielle kapacitet for det efterfølgende udbud sammen med nye potentielle projekter, hvis lokalplan er blevet vedtaget i den mellemliggende periode.

Figur 2.1.2: Samlet potentiel kapacitet i TNU 2018, TNU 2019 og TNU 2021, samt efterfølgende realisering



Note: Stilbillede af potentiale baseret på de VE-projekter, som vurderes ikke at være påbegyndt men hvor lokalplanen er godkendt inden den respektive budfrist. Hvis de VE-projekter, som det på nuværende tidspunkt ikke har været muligt at redegøre for, i fremtiden nettilsluttes eller aflyses, vil de angivne kapaciteter for hhv. nettilslutning og aflysning være større. Yderligere information om VE-projekter nettilsluttet i 2022 kan ændre vurderingen af påbegyndte VE-projekter, og dermed reducere TNU 2021 potentialet. Projekter med en samlet kapacitet på ca. 355 MW-landvindækvivalenter og 175 MW-landvindækvivalenter deltog i henholdsvis TNU 2018 og TNU 2019.

Kilde: Energistyrelsen (VE-pipeline og egne beregningen). Plandata.dk

I TNU 2021 vurderes det, at projekter med en samlet kapacitet på 810 MW-landvindækvivalenter kunne have deltaget, hvoraf ingen valgte at deltage. Der er flere mulige årsager til resultatet af TNU 2021:

- VE-projekter kan opstilles støttefrit og derfor ikke behøvede at deltage.
- Usikkerhed om fremtidige tariffer afholdt VE-opstillere fra at deltage.
- Planlagte VE-projekter blev fremrykket, fordi den finanslovsfinansierede overgangsordning i 2022 blev vurderet mere attraktiv end eventuel støtte, der kunne opnås i TNU.
- VE-projekter havde ikke opnået de nødvendige tilladelser inden budfristen.



Resultatet er formentligt en kombination af disse forklaringer.

I den offentlige debat har også de høje elpriser i slutningen af 2021 samt udfordringer i forsyningskæderne været omtalt som potentielle årsager. Der vurderes dog at være følgende forhold, der taler imod de årsager:

- Der var i budperioden i markedet for futures en forventning om, at de høje elpriser (på omkring 57 øre/kWh) ville falde tilbage til omkring 25 øre/kWh i 2023⁹. Dette indikerer, at der ikke var en generel forventning om varigt høje elpriser i budperioden, og at de høje elpriser i 2021 sandsynligvis ikke har været en medvirkende forklaring på resultatet af TNU 2021.
- Selvom der i perioden umiddelbart op til budperioden var stigende inflation samt forstyrrelser af forsyningskæder, vurderede IMF i oktober 2021, at dette primært var pandemirelateret, og at prispresset forventeligt ville aftage i 2022¹⁰. Dette indikerer, at der ikke var en generel forventning om varigt højt prispres, og at inflation og forstyrrelser af forsyningskæderne sandsynligvis ikke har været en afgørende årsag bag resultatet af TNU 2021.

I forlængelse af udbuddets resultat har Energistyrelsen været i dialog med relevante brancheorganisationer og VE-opstillere, som kunne have deltaget¹¹. Branchen har bl.a. fremhævet følgende årsager til resultatet af TNU 2021:

- *Budloftet på 25 øre/kWh var fastsat for lavt.* Der var bred enighed om, at budloftet var fastsat for lavt.
- *Usikkerhed om kommende tariffer.* Der var bred enighed blandt mødedeltagerne om, at usikkerheden ved ikke at kende niveauerne for de kommende geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer har haft betydning for de VE-opstillere, der overvejede at deltage i udbuddet. Deltagerne fremførte også, at kommende producenttariffer kan medføre, at der igen opstår et støttebehov for projekter, som ellers kunne opstilles uden midler fra TNU.
- *Støtteperiodens længde.* Nogle mødedeltagere fremførte, at det med støtteordningens nuværende vilkår (særligt lavt fastsat og ikke-indekseret budloft) ikke var attraktivt for VE-opstillere at binde sig i en 20-årig periode. Andre mødedeltagere ønskede, at det blev muligt at betale for at træde ud af kontrakten før tid, hvis man som budvinder ønsker det.
- *Støttemodel.* Der var forskellige syn på støttemodellen blandt mødedeltagerne. Nogle foretrak et fast pristillæg frem for den nuværende CfD-støttemodel. Andre foretrak den nuværende CfD-støttemodel, men ønskede justeringer, f.eks. højere budloft.

Det er Energistyrelsens vurdering, at resultatet af TNU 2021 primært kan tilskrives, at VE-projekter opstilles støttefrit eller er blevet fremrykket pga. tarifovergangsordningen, samt at niveauerne for de kommende producenttariffer ikke var kendt. Energistyrelsen kender ikke omkostningerne i de enkelte VE-projekter og kan derved ikke vurdere, hvorvidt budloftet er fastsat tilstrækkeligt højt. Det bemærkes dog, at det har været bredt og konsistent angivet fra branche og opstillere, at budloftet var fastsat for lavt.

⁹ Simpelt gennemsnit af de daglige Nordpool system spotpriser. Vægtede gennemsnit af de daglige slutkurser på futures for hvert basisår. Nordpool og Montel (Nasdaq Nordic Power Futures, ENOFUBL)

¹⁰ IMF ([World Economic Outlook, October 2021](#))

¹¹ Dialogmøderne blev afholdt af Energistyrelsen i november 2021. Mødedeltagerne omfatter: Dansk Energi, Dansk Solkraft, Wind Denmark, Wind Estate, HOFOR, Eurowind Energy og European Energy. Energistyrelsen inviterede syv opstillere, hvoraf fire takkede ja til at deltage.



2.2 Betydning af teknologineutrale udbud ift. den grønne omstilling

Danmark har en klimapolitisk målsætning om at reducere drivhusgasudledningerne med 70 % i 2030 i forhold til udledningerne i 1990. Med de nuværende tiltag og bindende aftaler på klima- og energiområdet forventes det i Klimafremskrivning 2022¹², at el- og fjernvarmesektoren vil udlede mindre end 0,3 mio. ton CO_{2e} i 2030, hvilket bl.a. forventes realiseret med en landbaseret VE-udbygning mellem 2020 og 2030 på ca. 3,7 GW-landvindækvivalenter. Heraf vil højst 17 % kunne dækkes af den VE-kapacitet, som kan opnå tilsagn om støtte igennem TNU 2022-2024, idet hver udbudsrunde har en kapacitetsbegrænsning på ca. 214 MW-landvindækvivalenter. På baggrund af TNU 2021, forventes det dog, at deltagelsen i evt. kommende TNU med uændrede vilkår vil være begrænset. Den forventede landbaserede VE-udbygning, som skal bidrage til at nå de klimapolitiske målsætninger i 2030, vil hovedsageligt skulle være støttefri.

2.3 Erfaringer fra andre europæiske udbud

Med afsæt i data fra forskningsprojektet AURES er der set nærmere de europæiske lande, hvor der har været afholdt adskillige udbud over en længere periode¹³. Det gælder bl.a. landene Tyskland, Frankrig, Italien og Nederlandene. Erfaringerne fra disse lande har varieret. I Nederlandene, hvor det f.eks. er lykkedes at sikre god priskonkurrence i udbuddene, har der været et væsentligt fald i støtteniveau over tid. I Tyskland og Frankrig har der for solcelleanlæg været relativ god priskonkurrence, omend kun mindre fald i støtteniveauerne over tid. Dog indikerer faldene endnu ikke, at væsentlig støttefri udbygning er nærtforestående i landene. I Italien, hvor det f.eks. ikke er lykket at sikre god priskonkurrence, har der generelt været afgivet vindende budpriser tæt på eller lige under budloftet. Udbudsdeltagere har tilsyneladende gennemskuet mangler i udbudsdesignet eller på anden vis forudset manglende priskonkurrence. Det samme har været tilfældet for landvind i Tyskland og i mindre grad for landvind i Frankrig. I disse lande kan eventuelle fald i de vindende budpriser over tid primært tilskrives faldende budlofter. Udbudsdesign, samt en god overensstemmelse mellem kapacitetsbegrænsning og den samlede kapacitet, der potentielt har kunnet deltage i udbuddet, har således været afgørende i forhold til at sikre god priskonkurrence, og deraf følgende fald i støtteniveau.

¹² Klimastatus og -fremskrivning er en teknisk, faglig vurdering af, hvordan udledning af drivhusgasser samt energiforbrug og -produktion vil udvikle sig i perioden frem mod 2035 under forudsætning af et såkaldt "frozen policy" scenarie. "Frozen policy" betyder, at udviklingen beskrives på basis af et "politisk fastfrossent" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet.

¹³ <http://aures2project.eu/auction-database/>

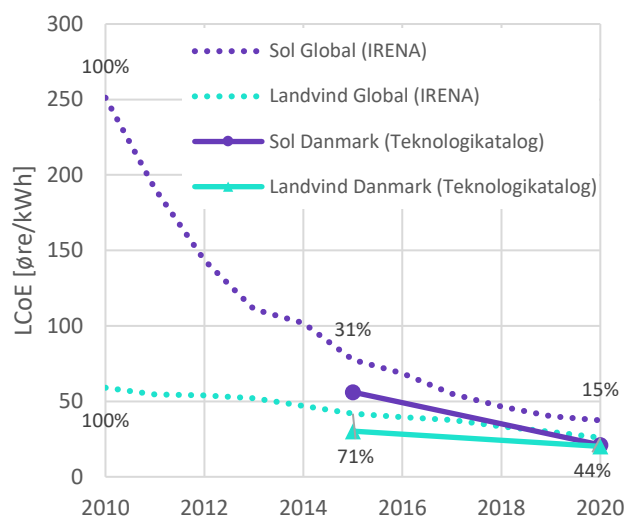


3. Forventede omkostninger og indtægter for VE-anlæg og deres relevans for støttebehov

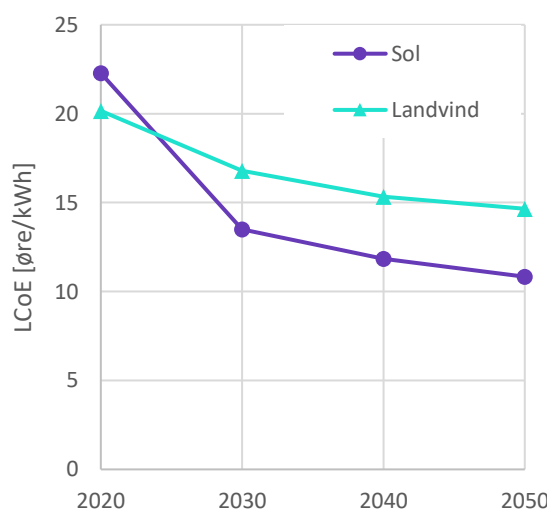
3.1 Omkostninger

Over de sidste to årtier er den installerede VE-kapacitet steget kraftigt såvel i Danmark som i resten af Europa. Det er sket i takt med, at omkostningerne ved at etablere VE-anlæg er faldet markant bl.a. som følge af teknologiudvikling, effektivisering af globale forsyningskæder, samt stigende professionalisering hos opstillere. Figur 3.1.1 viser den gennemsnitlige globale udvikling i levetidsomkostninger (*levelized cost of electricity, LCoE*) over de sidste 10 år for store solcelleanlæg og landvindmøller samt estimerer på levetidsomkostningerne for danske projekter for henholdsvis 2015 og 2020. Levetidsomkostningerne for danske projekter ligger under de estimerede globale levetidsomkostninger, hvilket bl.a. kan skyldes Danmarks relativt sikre investeringsklima, gode finansieringsforhold, effektiviserede infrastruktur og professionaliseringsgraden blandt de danske aktører¹⁴. Figur 3.1.2 viser de forventede fremtidige levetidsomkostninger i Danmark.

Figur 3.1.1: Udvikling af forventede levetidsomkostninger (LCoE)



Figur 3.1.2: Forventede levetidsomkostninger (LCoE) frem mod 2050



Note: Opgjort i 2020-priser. Tallene under kurven angiver de procentvise globale omkostningsniveauer relativt til 2010. Markeringerne angiver punktestimerne baseret på Energistyrelsens teknologikatalog og LCoE-Beregner. Der antages et reelt afkastkrav på 3,5 %.
Kilde: IRENA (Renewable Power Generation Costs in 2020). Energistyrelsen (Teknologikatalog samt LCoE-Beregner).

I de kommende år forventes omkostningerne fortsat at falde. Solcelleanlæg forventes i nær fremtid at blive den billigste landbaserede VE-teknologi målt per produceret kWh, hvilket historisk har været landvind. De fremadrettede forventede omkostningsreduktioner skyldes yderligere læring og effektivisering i gennem yderligere udvidelser af den installerede kapacitet. Teknologikataloget antager, at solcelleanlæg har en læringsrate på 25 %, dvs. for hver gang soludbygningen fordobles, falder omkostningerne

¹⁴ Der foreligger ikke informationer om, hvilket afkastkrav der er anvendt i estimerne fra IRENA. Disse afkastkrav kan derfor afvige fra den samfundsøkonomiske diskonteringsrente på 3,5 % der anvendes i estimerne for danske projekter.



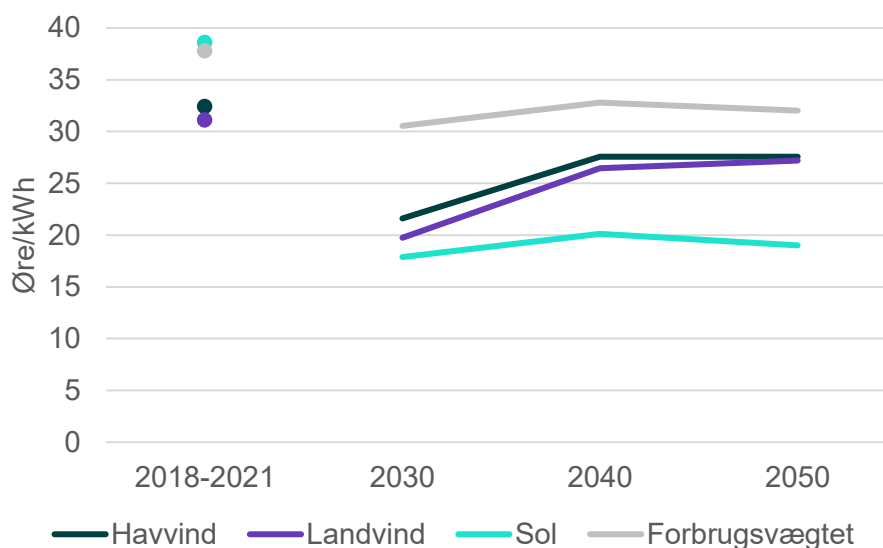
25 %. Hvis de seneste års højere læringsrater kan opretholdes, kan omkostninger evt. falde hurtigere end angivet i figur 3.1.2. Teknologikataloget antager, at landvind har en læringsrate på 10 %, da teknologien er mere moden end solceller.

3.2 Indtægter

Salg af elektricitet udgør den primære indtægt for VE-anlæg, og den langsigtede udvikling i elprisen er dermed afgørende for rentabiliteten af VE-anlæg. De fremtidige elpriser er usikre. VE-opstillere, der sælger elektricitet i spotmarkedet, er direkte eksponeret over for fremtidige elpriser. VE-opstillere, der indgår langsigtede elkøbsaftaler (*power purchasing agreements, PPA*) med en elforbruger eller videre-sælger VE-anlæg umiddelbart efter nettilslutning, er afhængige af forventningerne til fremtidige elpriser.

Til at kvantificere den mulige fremtidige udvikling i elpriser anvendes en strukturel og langsigtet simulation af energisystemet i hele Nordvesteuropa, som Danmark er tæt integreret med. De anvendte scenarier er konsistente med Danmarks og EUs målsætning om (netto) nuludledning af drivhusgasser i 2050¹⁵. Til grund for simulationen ligger en række antagelser om den fremtidige udvikling i kapaciteter, forbrug, brændsels- og kvotepriser mv., hvorfor de simulerede priser nødvendigvis er behæftet med stor usikkerhed.

Figur 3.2.1: Simulerede forløb for forventede teknologispecifik afregningspris og forbrugsvægtet elpris sammenholdt med nuværende priser



Note: Punkterne er beregnet som et gennemsnit af 48 månedlige, vægtede elpriser for 2018-2021 for hhv. forbrug og de tre teknologier. Figuren er opgjort i faste 2020-priser.

Kilde: energidataservice.dk og Ea Energianalyse (Modelsimuleringer 2030-50 for Energistyrelsen, februar 2022).

Figur 3.2.1 viser de simulerede elpriser frem til 2050 – både de forbrugsvægtede elpriser der beskriver den årlige gennemsnitlige elpris, når der tages højde for forbrugsprofilen (f.eks. at der bruges mere strøm i hverdage og om vinteren, etc.), og de teknologivægtede elpriser, der beskriver den årlige gennemsnitlige afregningspris for hver teknologi, når der tages højde for teknologiens produktionsprofil (f.eks. at

¹⁵ Scenariet er konstrueret med energisystemmodellen Balmorel, hvor investeringer – f.eks. i ny vind- og solkapacitet – bestemmes endogenet i modellen. Det sikrer, at udbygningen er økonomisk bæredygtig med de anvendte forventede teknologiomkostninger samt resulterende afregningspriser.



solcelleanlæg producerer i løbet af dagen og mest om sommeren, etc.). De fremtidige (forbrugsvægtede) elpriser forventes at være lavere end de nuværende, i det de ekstraordinært høje elpriser i 2021 vurderes at være midlertidige. De gennemsnitlige afregningspriser for både havvind og landvind i 2030-2050 er i simulationen ligeledes lavere end de nuværende afregningspriser. De gennemsnitlige afregningspriser for sol i 2030-2050 simuleres til at være mærkbart lavere end de nuværende afregningspriser og lavere end de fremtidige forbrugsvægtede elpriser, bl.a. grundet en kraftig forventet soludbygning i Nordvesteuropa frem mod 2030. Den kraftige soludbygning i simulationen følger af lave forventede omkostninger på solcelleanlæg, og den øgede soludbygning reducerer elpriserne i netop de timer, hvor produktionen fra sol er høj (dette betegnes "kannibalisierungseffekten").

En øget anvendelse af energilagring (store batterier, termiske lagre, mv.) og produktion af grønne brændsler (via PtX) som følge af yderligere teknologisk udvikling kan udligne forskelle i elprisen på tværs af tid og derved øge den gennemsnitlige afregningspris for VE-anlæg – primært ved at hæve elprisen i perioder med et overskud af VE-produktion. Det er dog forbundet med usikkerhed, om og hvornår denne effekt kommer til at spille en markant rolle for den videre udbygning af VE i Danmark.

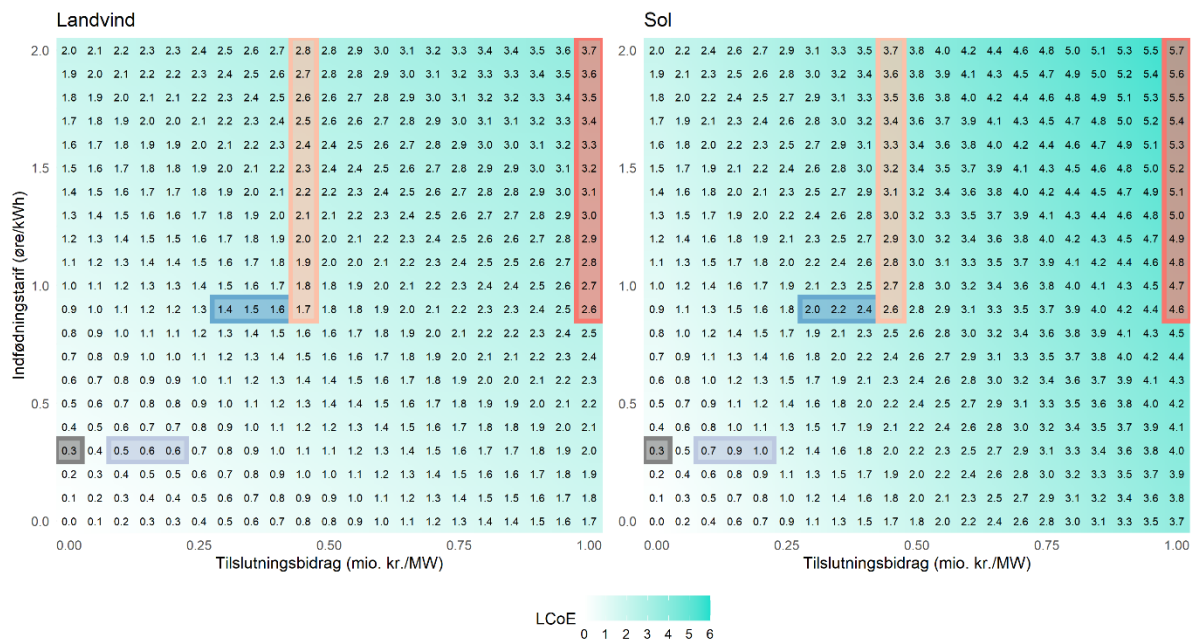
3.3 Producenttariffer

Med klimaaftalen fra juni 2020 blev det besluttet at indføre den nødvendige lovgivning, der muliggør at Energinet og netvirksomhederne kan opkræve geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer (producenttariffer) hos elproducenterne. Producenttarifferne vil medføre, at en større del af omkostningerne i elnettet, som elproducenterne giver anledning til, vil blive afholdt af elproducenterne selv. Det forventes derudover, at forskelle i tarifferne vil tilskynde til, at nye VE-anlæg placeres de steder i nettet, hvor der er lave omkostninger til indpasning, frem for der hvor der f.eks. er behov for netudbygning eller –forstærkninger. Energinet og Green Power Denmark (tidl. Dansk Energi) har udarbejdet nye tarifmodeller til brug for fastsættelse af de kommende producenttariffer i hhv. transmissions- og distributionsnettet. Udkastene hertil er offentliggjort, men de er endnu ikke godkendt af Forsyningstilsynet. Det er hensigten, at de kommende producenttariffer træder i kraft 1. januar 2023. De forventede kommende producenttariffer indgår i vurderingen af, om VE-anlæg kan forventes opført støttefrit.

Omkostningerne til producenttariffer afhænger af, om VE-anlægget nettilsluttes transmissions- eller distributionsnet, nettilsluttes på høje eller lave spændingsniveauer i distributionsnet og om det placeres i et område med forbrugs- eller produktionsoverskud. VE-anlæg vil således have væsentligt forskellige omkostninger til producenttariffer afhængig af spændingsniveau og geografisk placering. Eksempler på den forventede forøgelse af LCoE er skitseret i figur 3.3.1 for hhv. landvindmøller og solcelleanlæg.



Figur 3.3.1 – Forøgelse af forventede levetidsomkostninger (LCoE) som følge af tilslutningsbidrag, indfødningsstarif, mv. (øre/kWh)



Note: Figureerne angiver den forventede forøgelse af levetidsomkostninger (LCoE) afhængigt af tilslutningsbidrag og indfødningsstarif. Energinet opkræver på nuværende tidspunkt en indfødningsstarif på 0,3 øre/kWh (markeret med grå). De andre afmærkede områder repræsenterer et udsnit af de mulige omkostninger afhængigt af, hvor i nettet et VE-anlæg placeres. De lyse- og mørkeblå markeringer repræsenterer VE-anlæg tilsluttet transmissionsnet i hhv. forbrugs- og produktionsdominerede områder (bemærk at tilslutningsbidraget også inkluderer stationsbidrag for anlæg mellem 100-400 MW tilsluttet på 400 kV-niveau). De røde markeringer repræsenterer VE-anlæg tilsluttet distributionsnet i produktionsdominerede områder (både på transmission- og distributionsniveau), dvs. nettilsluttet i et såkaldt "rødt område" på hhv. "A høj +" og "A høj"-niveau. Indfødningsstariffer på distributionsniveau er ikke geografisk differentieret, men kan variere netselskaberne i mellem. Da indfødningsstariffer på distributionsniveau endnu er ukendte angiver de røde markeringer i et spænd, hvoraf kun den nedre grænse i spændet kendes.

Kilde: Energistyrelsen (egne beregninger bl.a. baseret på hhv. den anmeldte metodebeskrivelse fra [Energinet.dk](https://www.energinet.dk) af 8. april 2022 og høringsmaterialet fra Green Power Denmark tidl. [Dansk Energi](https://www.danskenergi.dk)).

Figur 3.3.1 viser, at omkostninger til producenttariffer per produceret kWh er lavest for landvindmølleparker, der kan nettilsluttes transmissionsnettet i et forbrugsdomineret område, og højest for mindre solcelleanlæg, der tilsluttes på et lavt spændingsniveau i distributionsnettet i et produktionsdomineret område. Eksempelvis vil landvindmølle med en samlet kapacitet på 50 MW eller derover ofte blive nettilsluttet i transmissionsnet, og hvis møllerne samtidigt placeres i et område med større strømforbrug end produktion, forventes deres omkostninger til producenttariffer at svare til ca. 0,5-0,6 øre/kWh mod 0,3 øre/kWh i dag. Omvendt vil solcelleanlæg med en kapacitet på 16-34 MW ofte blive nettilsluttet i distributionsnettet på såkaldt "A høj"-spændingsniveau. Hvis anlægget samtidigt placeres i et område hvor der både i transmissions- og distributionsnettet er væsentlig mere produktion end forbrug, forventes deres omkostninger til producenttariffer at svare til mindst 4,6 øre/kWh mod 0,3 øre/kWh i dag. Disse to eksempler illustrerer henholdsvis det nedre og øvre niveau. For de VE-anlæg der umiddelbart vurderes at kunne deltage i TNU, forventes omkostningerne til producenttariffer at ligge i dette spænd.

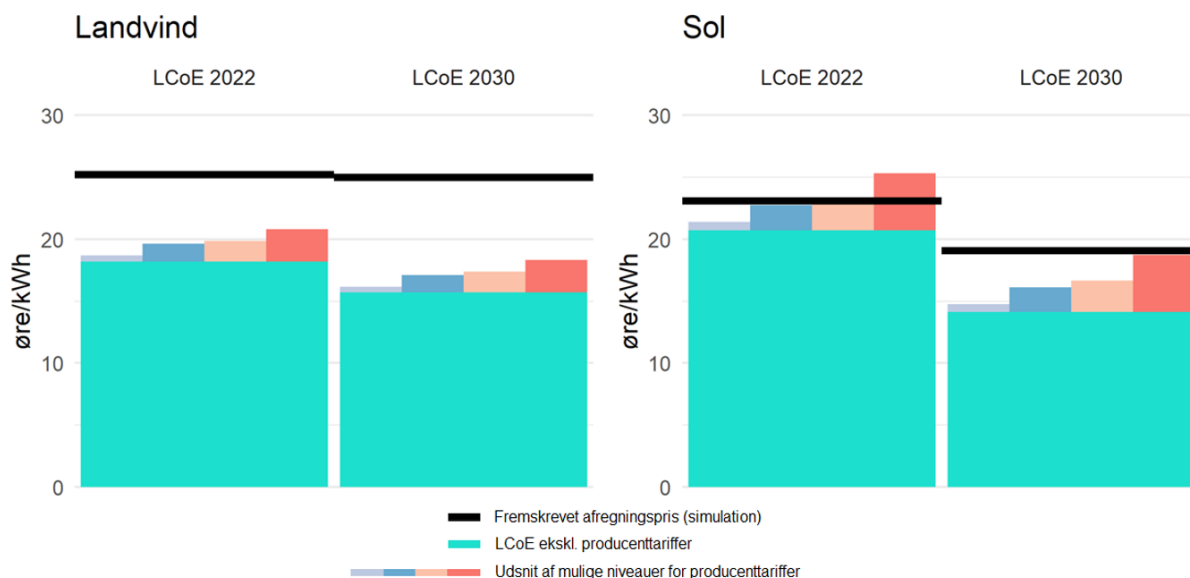
3.4 Forventet fremtidig rentabilitet af VE-anlæg

De foregående afsnit viser, at omkostningerne til etablering af VE-anlæg er faldet markant i de seneste år og forventes fortsat at falde. Samtidigt forventes afregningspriserne for landvind at forblive nogenlunde uændret eller måske stige en smule frem mod 2050, mens afregningspriserne for sol forventes at falde markant frem mod 2030 pga. stor forventet soludbygning i Nordvesteuropa.

For at vurdere rentabiliteten af VE-anlæg sammenlignes de beregnede levetidsomkostninger (LCoE) inkl. producenttariffer med de fremtidige forventede afregningspriser. VE-anlæg vurderes rentable, hvis den forventede afregningspris overstiger levetidsomkostningerne. I figur 3.4.1 er indlagt et udsnit af mulige niveauer for producenttariffer, der afspejler mere eller mindre omkostningsfyldte spændingsniveauer og placeringer.



Figur 3.4.1 – Forventede levetidsomkostninger (LCoE) i 2022 og 2030 sammenholdt med den gennemsnitlige forventede afregningspris for hhv. landvindanlæg og solcelleanlæg



Note: Levetidsomkostninger (LCoE) er beregnet for et gennemsnitligt landvind- og solanlæg. Det vil sige, at der er projekter med levetidsomkostninger, som både er højere og lavere end fremstillet i figuren. LCoE for 2022 er fastsat via lineær interpolation af 2020- og 2030-tallene (se figur 3.1.2). LCoE inkluderer omkostninger til producenttariffer. De blå og røde søjler angiver andelen af LCoE som følge af producenttariffer (se farveforklaring i figur 3.3.1), og viser således et udsnit af mulige niveauer. Andelen af LCoE som følge af producenttariffer anvender den nedre grænse i evt. angivet spænd (se figur 3.3.1). Producenttariffer afhænger bl.a. af område og spændingsniveau. De solide sorte linjer indikerer de forventede fremtidige afregningspriser for henholdsvis perioderne 2022-2052 og 2030-2060 (se figur 3.2.1). I beregningen af de fremtidige afregningspriser er det antaget, at afregningsprisen i 2060 er uændret ift. 2050, der er foretaget en lineær interpolation mellem årene, og herefter er afregningspriserne blevet tilbagediskonteret. Der antages et reelt afkastkrav på 3,5 %.

Kilde: Energistyrelsen (egne beregninger).

Beregningerne gengivet i figur 3.4.1 viser, at landvindanlæg i dag er rentable, idet den forventede afregningspris overstiger levetidsomkostninger. Figuren viser, at solcelleanlæg i dag er på grænsen til at være rentable, i det den forventede afregningspris tilnærmelsesvis svarer til levetidsomkostningerne i 2022. Det bemærkes, at fremskrivning af både elpriser og omkostninger er forbundet med usikkerhed, og at de faktiske niveauer kan blive både lavere og højere end fremskrivningen, hvilket i sidste ende kan ændre på vurderingen af rentabilitet.

De nuværende forventede gennemsnitlige levetidsomkostninger for solcelleanlæg er lavere end de observerede afregningspriser i 2018-2021, hvilket i princippet indikerer, at det er rentabelt at etablere solcelleanlæg, men netop fordi, at det er rentabelt forventes en markant soludbygning i Nordvesteuropa frem mod 2030, hvilket forventes at reducere afregningspriserne senere i anlæggenes levetid. Beregningerne viser desuden, at der er specifikke områder og spændingsniveauer i elnettet, hvor omkostninger til netudbygning betalt via producenttarifferne for en tid gør det urentabelt at etablere solcelleanlæg. Beregningerne viser samtidigt, at landvindmøller vil være særdeles rentable at etablere i 2030 – også med de kommende producenttariffer og selv, hvis afkastkravet er moderat højere end forventet. Solcelleanlæg vil generelt forventes at være rentable at etablere i de kommende år og frem mod 2030 i takt med, at omkostningerne fortsat falder.



4. Afdækning af markedsbaserede alternativer til teknologineutrale udbud

Epinion og Ea Energianalyse har på vegne af Energistyrelsen undersøgt VE-opstillernes muligheder for at opnå finansiering, risikoafdækning og tiltrække investorer til støttefri VE-projekter. Fokus i undersøgelsen har således været på alternativer til TNU, der vil kunne træde i stedet for den statslige støtteordning. Undersøgelsen er opdelt i en kvalitativ og en kvantitativ del.

I undersøgelsens kvalitative del, blev der i perioden 13. september til 14. oktober 2021 foretaget dybdegående interviews med seks danske VE-opstillere, én relevant finansieringskilde og én virksomhed der har indgået en elkøbsaftale (*power purchasing agreements, PPA*) om køb af elektricitet fra VE-anlæg. De kvalitative interviews viser, at de adspurgte VE-opstillere generelt ikke finder TNU attraktivt under de aktuelle vilkår. Flere opstillere pegede på, at de væsentligste barrierer for landvind og solcelleanlæg er adgang og omkostninger til nettilslutning. De ønskede, at staten fokuserer sin indsats på at afhjælpe denne udfordring. Flere VE-opstillere gav udtryk for, at de generelt er optimistiske over for fremtidige elpriser, og at de primært ønsker at afsætte produktionen løbende frem for at være bundet af lange kontrakter med fastlåste afregningspriser, som tilfældet f.eks. er ved indgåelse af en elkøbsaftale eller ved opnåelse af tilsagn om støtte i CfD-støttemodellen. Det blev indikeret, at VE-projekter typisk finansieres med 20-30 % egenkapital og 70-80 % fremmedkapital fra bank eller realkreditinstitut. VE-opstillere ønskede derfor typisk kun en minimums-risikoafdækning af elpriserne, dvs. tilstrækkelig elprissikring til, at VE-projektet kan opnå ekstern finansiering, men ikke mere end dette. Ofte vil elkøbsaftaler med en løbetid på 5-10 år give tilstrækkelig sikkerhed til at sikre finansiering, og dermed vil afregningsprisen kun være fastlåst i en relativt kort periode, hvorefter opstillere vil være fri til at afsætte produktionen løbende. Flere VE-opstillere gav udtryk for, at der vil være gode muligheder for at indgå elkøbsaftaler for landvindmøller og solcelleanlæg, i hvert fald de næste 5 år. VE-opstillere vurderer, at den nuværende CfD-støttemodel i TNU har et for lavt budloft og dermed afregningspris i forhold til deres forventning til elprisen, samtidigt med at støtteperioden binder afregningsprisen for længe. Hertil kommer, at CfD-støttemodellen er udformet med asymmetriske projekt-specifikke ind- og udbetalingslofter. De projekt-specifikke lofter begrænser betalingerne i tilfælde af henholdsvis meget høje eller meget lave fremtidige elpriser. Asymmetrien betyder at indbetalingsloftet for VE-opstillere er dobbelt så højt som udbetalingsloftet er for staten. Ifølge VE-opstillerne betyder det, at de fortsat er eksponeret over for en elprisisiko, og at elpriserne skal være meget høje før opstillere får gavn af det projekt-specifikke indbetalingsloft til staten.

I undersøgelsens kvantitative del, blev der i perioden 25. november til 14. december 2021 foretaget en spørgeskemaundersøgelse, hvori de bagvedliggende investerings- og finansieringskilder blev adspurgt om deres viden og præferencer i forbindelse med investering i eller finansiering af et VE-projekt i Danmark. Dette spørgeskema indeholdt et såkaldt conjoint surveyeksperiment til at udlede præferencer for forskellige typer af elprissikring. Spørgeskemaundersøgelsen baserer sig på en stikprøve af 20 besvarelser i den generelle del og 14 besvarelser i surveyeksperimentet. Stikprøvens størrelse betyder, at resultaterne er behæftet med væsentlig usikkerhed, og fundene bør derfor blot anses som indikative for investerings- og finansieringskilders præferencer.



Fundene fra spørgeskemaundersøgelsen med investerings- og finansieringskilderne understøtter, at det typisk er et krav, at der foreligger hel eller delvis elprissikring af produktionen, før et VE-projekt kan opnå en ekstern finansiering. Herudover indikerer resultaterne, at investerings- og finansieringskilderne ikke har stærke præferencer for typen af elprissikring, men at elkøbsaftaler generelt vurderes lidt mere attraktive end den nuværende CfD-støttemodel. En af de nævnte begrundelser for, hvorfor CfD-modellen ikke vurderes attraktiv, var, at kreditor reelt kun kræver elprissikring i projektets første 5 til 10 år. En anden forklaring kan være, at det forudgående kendskab til og brugen af elkøbsaftaler gør dem mere attraktive. Mere end en tredjedel af finansierings- og investeringskilderne angiver således, at de allerede har finansieret eller investeret i VE-projekter med en elkøbsaftale. Samtidig angiver enkelte åbne besvarelser, at markedet for elkøbsaftaler i fremtiden er i vækst.

Samlet set viser undersøgelsen, at elkøbsaftaler er et attraktivt markedsbaseret alternativ til CfD-støttemodellen. VE-opstillere giver også indikationer på, at elkøbsaftaler er bredt anvendt og i vækst. Opstillerne indikerer, at de er interesserede i at opstille ny VE-kapacitet på markedsvilkår, og investerings- og finansieringskilderne finder elprissikring på markedsvilkårene tilstrækkeligt.

Selvom undersøgelsen viser, at en statslig CfD-støtteordning ikke er nødvendig for at kunne opnå finansiering til landvindmøller og solcelleanlæg bør det understreges, at undersøgelsen ikke svarer på, om udbygningstakten på markedsvilkår vil foregå i et tempo, der er tilstrækkeligt højt til at understøtte de energi- og klimapolitiske målsætninger.

