

## Tilskudsordninger og risiko – Betydningen for afkastkrav og tilskudsniveau

*Udarbejdet af:*

**ESP Consulting**

ESP Consulting Nordic ApS  
CVR-nr. 35251693  
Kronprinsessegade 6, 1.  
1306 København K

For  
**Vindmølleindustrien**

**Dato: 2. Maj 2017**  
**Status: Endeligt**

## Indhold

Læseguide.....	2
Sammenfatning og konklusioner .....	3
Indledning.....	7
Tilskudstyper og tilskudsperioder til landvind på tværs af EU.....	10
Fremadrettet tilskudsbehov til landvind.....	13
Risiko i elmarkedet .....	18
Sammenhæng imellem tilskudsordning og risiko .....	23
Tilskudsordningens betydning for forventet tilskudssats og tilskudsudgifter .....	27
Fordeling af risiko imellem stat og investor .....	30
Teknisk bilag 1: Prisen på risiko.....	32
Referenceliste.....	39

## Læseguide

I afsnittet ”Sammenfatning og konklusioner” gennemgås rapportens centrale pointer, resultater og konklusioner. Dette afsnit er primært møntet på politikere og beslutningstagere. De resterende afsnit er af mere teknisk karakter og dokumenterer analysens resultater og pointer. De vil med fordel kunne læses af embedsværket og særligt interesserede branchekendere. Endeligt følger et teknisk bilag, som beskriver hvordan markedet forholder sig til risiko, og hvordan ESP Consulting har beregnet det markeds-mæssige forrentningskrav (WACC). Bilaget vil ligeledes med fordel kunne læses af embedsværket og brancheeksperter.

## Sammenfatning og konklusioner

### Centrale parametre for en hensigtsmæssig indretning af ny tilskudsordning for landvind

Den nuværende, danske tilskudsordning til landvindmøller udløber d. 21. februar 2018. De seneste 8 år er elproduktionsomkostningen for landvind faldet markant. Estimatet i nærværende rapport er, at omkostningen pr. produceret kWh er faldet med over 30 % fra 2008 til 2016. I samme periode er både elpriserne, og forventningen til fremtidens elpriser dog faldet endnu mere. Det betyder, at der på trods af de ellers store omkostningsreduktioner, vil være behov for en ny tilskudsordning for landvind, hvis udbygningen med landvind i Danmark skal fortsætte i årene efter februar 2018.

Såfremt der skal indføres en ny tilskudsordning er det nærliggende at se på, om ordningen kan indrettes mere hensigtsmæssigt, end den nuværende med henblik på at sikre lavest mulige tilskudsudgifter.

Én ting er at afgøre, hvor højt tilskudsniveauet skal være, og hvordan tilskuddet skal tildeles. Det kan enten fastsættes politisk, ud fra det politiske systems egne analyser af rimelige omkostninger, udgifter og priser. Eller det kan gøres via markedet, eksempelvis via udbud. Det er et centralt politisk valg, som dog ikke behandles i denne analyse.

En anden afgørende beslutning er, hvordan tilskudsordningen skal designes. Her er der overordnet 2 centrale designparametre, der skal bestemmes, nemlig

- Valg af tilskudstype (fast tillæg, fast pris eller certifikat)
- Valg af tilskudsperiode

Valget af de 2 parametre er særligt interessante, fordi de bestemmer et projekts risikoprofil, og derfor er afgørende for det tilskudsniveau investorerne vil kræve for at gennemføre nye investeringer i landvind. Denne sammenhæng beskrives og kvantificeres i nærværende rapport.

Tilskudsordningen, og dermed risikoprofilen og tilskudsniveauet, er *alt andet lige* afgørende for

- *Hvad tilskudsniveauet og -udgifterne bliver i en ordning, hvor mængden er politisk fastsat i en udbudsmodel.*
- *Hvor meget vind der stilles op i en ordning, hvor de samlede tilskudsudgifter er politisk fastsat.*

### **Fremtidigt behov for tilskud til landvind og forventningsdannelse om fremtidens elpriser**

Elprisen som vindmøllerne kan opnå på markedet er afgørende for den nødvendige tilskudssats. Derfor er det statens og investorernes forventninger til den fremtidige el-markedsindtægt for landvindmøller, som afgør de nødvendige tilskudssatser og forventningen til tilskudsudgifter. I rapporten giver vi derfor indledende en introduktion til, hvordan aktører normalt fremskriver elprisen og konkluderer på den baggrund, at der er særligt 2 vigtige parametre, som afgør den fremtidige elpris, nemlig:

- Prisen på fossile brændsler og
- Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter

Denne observation baserer sig på en række elprisscenarier, foretaget af både private organisationer og offentlige institutioner. Observationen er interessant, da den viser, at det ikke er hvilken 'regnemaskine' man bruger, som afgør hvor præcist man kan forudsige elprisen. Derimod er det helt afgørende, i hvor høj grad man kan forudsige prisen på særligt fossile brændsler og CO<sub>2</sub>-kvoter.

Her er det værd at kigge nærmere på CO<sub>2</sub>-kvoter. CO<sub>2</sub>-kvotesystemet blev indført som instrument til at indfri en række mål – herunder at danne grundlag for indirekte tilskud til vedvarende energi. Så længe vindenergien fortrænger fossil elproduktion, så fungerer CO<sub>2</sub>-kvoter som indirekte tilskud til vedvarende energi ved at hæve prisen på den fossile elproduktion og dermed afregningsprisen i el-markedet generelt, hvilket også kommer vindenergien til gode.

Baseret på en analyse af en række elprisscenarier vurderes det, at det efter 2020 reelt ikke ville være nødvendigt med en tilskudsmodel til landvind, hvis CO<sub>2</sub>-kvoteprisen var på det niveau, som oprindeligt blev forventet. Man kan med andre ord sige, at en tilskudsmodel til landvind efter februar 2018 vil træde i stedet for en høj CO<sub>2</sub>-kvotepris.

Det er selvfølgelig muligt, at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen vil stige betragteligt i de kommende år og dermed overflødiggøre fremtidigt tilskud til landvind. Det vil dog efter al sandsynlighed kræve større politiske tilpasninger af CO<sub>2</sub>-kvotesystemet. På trods af den seneste ministerrådsbeslutning primo 2017 om vilje til stramninger i CO<sub>2</sub>-kvotesystemet, har markedet ikke hidtil vist tillid til, at det vil være tilfældet. CO<sub>2</sub>-kvoteprisen ligger i dag stadigvæk på et lavt niveau (under 6 EUR/ton CO<sub>2</sub>). Et niveau der er langt lavere end de ca. 25-40 EUR/ton, som oprindeligt blev forventet af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen i 2020.<sup>1</sup>

Så længe markedet ikke viser tillid til, at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen vil stige fremadrettet eller at elprisen af andre årsager vil stige, er det nødvendigt med tilskud til landvind, hvis udbygningen skal fortsætte. Hvis elprisen, f.eks. igennem højere CO<sub>2</sub>-kvotepriser, fremadrettet kommer op på et væsentligt højere niveau, vil der derimod ikke være argument for at møllerne fortsat skal have tilskud.

<sup>1</sup> Se f.eks. EU Kommissionen, DG Energy (2009) "Energy Trends 2030"

### Flere slags risici i et vindmølleprojekt

Enhver investering i vindmøller er forbundet med risiko, ganske som enhver anden investering. En stor del af denne risiko kan defineres som *projektspecifik risiko*. Projektspecifik risiko dækker over, at projektet kan komme ud for fordyrende, tekniske vanskeligheder, at projektet kan producere mindre end forventet, eller andre problemer. Den slags projektspecifikke risici er normale for enhver investering og håndteres dagligt af investorerne. I økonomisk teori siger man, at denne risiko nok kan påvirke det forventede afkast, men ikke bør have betydning for *kravet til det forventede afkast*. Det skyldes, at risikoen kan udlignes til et konstant, lavt niveau, ved at investoren spreder sine investeringer over en bred markedsportefølje.

Ud over projektspecifik risiko kan investeringer også være forbundet med *markedsrisiko*. Det er den risiko, som opstår, når afkastet på en investering forventeligt har en samvariation med afkastet på markedet. Den type risiko, målt som udsving i afkastet, kan investoren ikke udligne ved at sprede sine investeringer – netop fordi udsvinget sker i takt med hele markedet. ”Markedet” skal her forstås, som en bred portefølje af aktier og øvrige investeringer. Ofte benyttes de ledende aktieindeks som udtryk for afkastet på ”markedet”.

Det er selvfølgelig ikke altid let at vurdere, om en bestemt investering svinger i takt med markedet. I denne rapport godtgør vi, at der historisk har været en tendens til, at elpriserne og dermed afkastet på vindmøller har haft en vis samvariation med markedet. Dermed må det forventes, at investorer i landvindmøller, som eksponeres for elprisen, i større eller mindre grad, vil kræve et tillæg i sit *forrentningskrav*. Forrentningskravet er den forventede forrentning, der kræves for at gennemføre investeringen i en landvindmølle.

### Tilskudsordning med lav risiko vil reducere de forventede tilskudsudgifter

Ved at give tilskuddet som en fast pris i en periode af møllens levetid, vil markedsrisikoen bortfalde i den pågældende periode. Dermed bliver det gennemsnitlige forrentningskrav, som investoren kræver, reduceret.

I en udbudsordning, hvor den udbudte mængde er fast, vil det lavere forrentningskrav *alt andet lige* komme til udtryk i lavere tilskudsudgifter.

I denne rapport konkluderer vi, at den samlede, tilbagediskonterede tilskudsudgift pr. MW landvind vurderes til at kunne reduceres med over 1,5 mio. DKK over møllens levetid, hvis tilskud gives som fast pris over 20 år i forhold til den nuværende model, hvor der gives et fast tillæg i ca. 8 år. Det konkluderes samtidigt, at den krævede tilskudssats kan reduceres med ca. 3-4 øre/kWh ved at vælge en tilskudstype baseret på fast pris frem for fast tillæg. Denne sammenhæng gælder uafhængigt af valg af tilskudsperiode.

Det er klart, at markedsrisikoen ikke bortfalder ved indførelse af en model med faste priser i tilskudsperioden, frem for et fast tillæg. Derimod flyttes (en del af) markedsrisikoen over på staten. I den sammenhæng bør det være en politisk beslutning, foretaget på oplyst grundlag, hvor stor en del af risikoen staten vil påtage sig. Betragtningen bør være at en større risiko for statens udgift betyder en lavere risiko for investorens afkast, hvilket igen vil reducere de forventelige, gennemsnitlige tilskudsudgifter for staten – alt andet lige.

Ved at lave en tilskudsordning, som giver en fast pris, kan man opnå to ting. For det første kan staten reducere sine forventelige tilskudsudgifter, fordi investorerne vil have et lavere forrentningskrav. For det andet kan staten sikre sig, at tilskudsudgiften falder, såfremt der på europæisk og nationalt plan tages beslutninger der øger elprisen via højere CO<sub>2</sub>-kvotepris, transmissionsforbindelser og elektrificering.

Dermed får staten en gevinst fra lavere tilskudsudgifter, såfremt politiske beslutninger fører til højere CO<sub>2</sub>-kvotepriser, elektrificering og transmissionskabler, som kan øge elprisen. Det vil skabe en sund sammenhæng imellem statens økonomiske incitament i forhold til tilskudsudgifter på den ene side, og et politisk ønske om at øge elpriserne igennem overstående og statens økonomiske interesse på den anden side.

## Indledning

Ny landvind får i dag et elproduktionstilskud på 25 øre/kWh, ikke pris-indeksret, samt en godtgørelse på 1,3 øre/kWh for balanceringsomkostninger. De 25 øre/kWh gives til en produktion beregnet som 6.600 fuldlasttimer + 5,6 MWh \* rotorarealet i m<sup>2</sup>. De 25 øre/kWh reduceres med 1 øre/kWh for hver øre/kWh afregningsprisen på el overstiger 33 øre/kWh og bortfalder helt, når afregningsprisen er 58 øre/kWh. Balanceringsgodtgørelsen gives i 20 år. Begge tilskudsordninger regnes fra tidspunktet for nettilslutning.<sup>2</sup>

EU's statsstøttegodkendelse af den nuværende tilskudsordning udløber pr. 21. februar 2018. Det betyder, at landvindmøller som nettilsluttes efter denne dato ikke vil være berettiget til tilskud, med mindre der findes en ny ordning, som også bliver statsstøttegodkendt.

Prisen på elproduktion fra landvindmøller er faldet markant over det sidste årti. Men samtidigt er både elprisen og forventningen til fremtidens elpriser (som afgør den forventede fremtidige markedsindtægt for vindmøllerne) faldet endnu mere. Det betyder, at selvom landvind i dag er blandt de teknologier med laveste elproduktionsomkostninger set over den samlede levetid, så vil der også fremover være behov for tilskud til landvind, hvis udbygningen skal fortsætte. Den konklusion deles af Energistyrelsen, som i deres Basisfremskrivning 2017 vurderer, at hvis der ikke indføres en ny tilskudsordning til landvind, så vil der ikke blive udbygget med ny landvind før tidligst omkring år 2028.<sup>3</sup>

Medio april 2017 blev det offentliggjort, at DONG Energy og EnBW i en udbudsrunde havde vundet retten til at opføre tre havvindmølleparker i Tyskland, med bud uden tilskud. I det tyske udbud kunne byderne byde ind med en fast pris, og få et tilskud svarende til forskellen imellem den opnåede elpris og den faste pris i tilskudsperioden. Byderne kunne også vælge at byde ind på markedsprisen, og altså frasige sig tilskud. DONG Energy bød ind på to parker og EnBW en park med sådanne bud uden tilskud. Vindmølleparkerne, som DONG Energy har vundet retten til, vil blive nettilsluttet i år 2024 med endelig investeringsbeslutning i 2021. Det er et nybrud, at aktørerne forventer at kunne opstille og drive havvind på markedsvilkår allerede før 2025. Med til historien hører dog, at den tyske stat betaler for ilandføring og nettilslutning af havmølleparkerne, at Tyskland er et højprisområde relativt ift. elpriserne i Danmark, og at det forudsætter udvikling af en ny generation af havvindmøller på 13-15 MW.

Det ændrer dog ikke på konklusionen, at hvis der ikke findes en ny tilskudsmodel for landvind, så vil det forventeligt betyde et de facto stop for udbygningen med landvind efter februar 2018, enten indtil der findes en ny ordning eller indtil landvindmøller kan klare sig på markedsvilkår. Det kan betyde stop for udbygning med landvind i flere år, hvilket dels vil udgøre en uheldig "stop / go"-udbygning og dels vil risikere at gøre det unødigt dyrt at opfylde regeringens eget energipolitiske mål om at mindst 50 % af energiforbruget skal dækkes af vedvarende energi i 2030.

<sup>2</sup> Se <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/fremme-af-vindmoeller>

<sup>3</sup> Energistyrelsen, 2017 "Basisfremskrivning 2017", bl.a. s. 7

Når der skal findes en ny tilskudsordning til landvind er det nærliggende at se på, om ordningen kan indrettes mere hensigtsmæssigt. Den nuværende tilskudsordning har fungeret godt i en periode og har givet en støt udbygning med landvind. Men da tilskuddet gives som et tillæg til elprisen har mange investorer sidenhen "brændt fingrene", idet den underlæggende elpris er faldet og nu er på et niveau langt under det, som var forventet da møllerne blev opstillet.

Det er i sig selv naturligt, at investorer risikerer at tabe penge eller få en lavere forrentning, hvis markedspriserne udvikler sig til et lavere niveau, end der lå til grund i den oprindelige forretningsplan for investeringen. Det betyder dog ikke nødvendigvis det samme som, at det er hensigtsmæssigt at tilskudsordningen skal overvælde hele elprisrisikoen på vindmølleinvestoren. Det er er 2 primære grunde til.

Den første grund er knyttet til EU's CO<sub>2</sub>-kvotehandelsystem, ETS, og den anden grund er knyttet til sammenhængen imellem risiko og udsving på afkastet af en investering og markedets afledte forrentningskrav.

EU indførte i 2005 ETS som det primære redskab, der fremadrettet skulle sikre en omkostningseffektiv reduktion af CO<sub>2</sub>-udledningerne på tværs af alle EU-medlemslande og alle de omfattede sektorer. Som resultat af den løbende reduktion af CO<sub>2</sub>-kvoter, blev der fra officiel side forventet en knaphed af CO<sub>2</sub>-kvoter, hvilket naturligt ville føre til en relativ høj pris på CO<sub>2</sub>-udledninger. Denne pris på CO<sub>2</sub>-udledninger ville igen føre til højere elpriser, og dermed skulle ETS udgøre et markedsfastsat, omkostningseffektivt tilskud til vedvarende energi.

Virkeligheden udviklede sig dog anderledes, og de sidste mange år har der været et stort overskud af CO<sub>2</sub>-kvoter, hvilket har ført til meget lave CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Dette på trods har der fra officiel side, det vil sige både fra EU-kommissionens egne analyser og fremskrivninger fra f.eks. Energistyrelsen, været forventet relativt høje CO<sub>2</sub>-priser.

Det efterlader investorer i vedvarende energi, herunder landvind, med en betydelig usikkerhed. Hvis politikerne i EU får held til at gennemføre reformer, som kan få CO<sub>2</sub>-kvoteprisen op på det niveau, som bl.a. EU Kommissionen selv har lagt til grund i deres egne analyser, vil landvind fremover i højere grad kunne klare sig på markedsvilkår. Hvis investorerne derimod kigger på historikken, hvor CO<sub>2</sub>-kvoteprisen konsekvent har ligget betydeligt under de politiske forventninger, så vil der også fremover være behov for tilskud til landvind.

Den anden grund ligger i forlængelse af den første, og knytter sig til sammenhængen imellem risiko og forrentningskrav. Det ses generelt i markedet, at investorerne vil have betaling for at påtage sig risiko. Det betyder, at investorerne vil kræve et *større forventet afkast* for en investering, som er forbundet med risiko end for en investering med et mere sikkert afkast. Her er det vigtigt at skelne imellem selve afkastet og forrentningskravet. Lad os give et eksempel:

Hvis man kaster en almindelig terning, og får en gevinst på 6 kroner, hvis man slår en 6'er, så er det forventede afkast 1 krone ( $1 / 6 * 6$ ). En risikoneutral investor vil ligestille det med en sikker



gevinst på 1 krone. En risikoavers investor vil derimod kræve et forventet afkast på *mere end 1 krone* for terningkastet. Han vil altså kræve en større gevinst end 6 kroner for at slå en 6'er, hvis han skal deltage i spillet. Det betyder samtidigt, at den som udbyder spillet i gennemsnit vil få en større forventet omkostning til spillet, end han ville gøre ved blot at udbetale 1 krone i sikker gevinst.

På samme måde med investeringer i vedvarende energi. Det kan give god markedsmæssig mening, at investoren påtager sig en del af risikoen ved investeringer i vedvarende energi. Man skal dog holde sig for øje, at investoren ikke påtager sig denne risiko gratis. Med andre ord så vil investoren kræve et *højere forventet tilskud, jo større risiko han påtager sig*, hvilket igen fører til, at den samlede forventede tilskudsudgift bliver større, jo større risiko tilskudsordningen overvælter på investorerne.

Det er ikke det samme som, at tilskudsordningen nødvendigvis skal fjerne hele risikoen fra investoren og lægge den over på staten. Det er derimod en nødvendig indsigt, som politikerne bør have for øje, når de udarbejder en ny tilskudsordning, i og med at tilskudsordningen dermed er afgørende for, hvor store de forventelige tilskudsudgifter vil blive.

## Tilskudstyper og tilskudsperioder til landvind på tværs af EU

De forskellige ordninger for tilskud til vedvarende energi i Europa kan særligt karakteriseres på 4 forskellige parametre, som illustreret i **Tabel 1**. De fleste tilskudsordninger er baseret enten på faste tillæg til markedsprisen, faste afregningspriser eller certifikater.

**Tabel 1** Parameter i en tilskudsordning

Parameter	Eksempler
Tilskudstype	Fast tillæg, fast pris, certifikater
Tilskudsperiode	Hvor længe tilskuddet udbetales. Enten antal år eller produceret mængde energi.
Hvordan tildeles tilskud og tilskudsniveau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Statslige eller regionale udbud af mængder og / eller geografiske placering, hvor billigste pris tildeles tilskud</li> <li>• "Åben dør", hvor alle projekter der lever op til kravene tilkendes det politisk fastsatte tilskud.</li> <li>• Certifikatsystem, hvor alle godkendte VE-producenter udbyder VE-certifikater, til typisk forsyningsselskaber der er pålagt en aftageforpligtelse, hvorefter certifikatprisen sættes på markedet</li> </ul>
Hvem gives tilskud til	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Teknologineutralt tilskud, hvor der gives samme tilskud pr. produceret energienhed, uafhængig af teknologi.</li> <li>• Teknologispecifikke tilskud, hvor der laves forskellige tilskudssystemer (bestemt af de overstående 3 parametre) for hver af de forskellige teknologier.</li> </ul>

**Note:** EU-Kommissionens operer de facto med følgende engelske terminologi, som de fremstår af Statsstøttereglerne og diverse efterfølgende statsstøttegodkendelser: Fast tillæg = fixed feed-in premium, Fast pris = variable or sliding feed-in premium og Fast pris med aftagepligt for TSO = Feed-in Tarif

Fast tillæg gives, som navnet antyder, som et fast tillæg oveni den opnåede el-markedspris. Dog har flere lande indført mekanismer hvor tillægget begrænses i situationer med høje markedspriser og bortfalder i situationer med negative markedspriser.

"Fast pris"-tilskudsordninger fungerer typisk på den måde, at producenten sælger strøm til markedsprisen og tilskuddet udregnes så som forskellen imellem den på forhånd aftalte faste pris og den opnåede markedspris. Deraf følger også udtrykket "Contract for Difference" (CfD), som er den forkortelse der ofte bruges i markedet. CfD'er kan, som for havvind i Danmark, være "ægte" CfD'er, hvor mølleejeren skal tilbagebetale tilskud, hvis der opnås en markedspris højere end den aftalte faste pris. Andre systemer lader mølleejeren beholde den højere markedspris selv.

Endeligt bruger flere europæiske lande såkaldt grønne certifikater. I disse systemer skaber tilskudsgiveren et marked for grønne certifikater. Her køber tilskudsgiveren så (typisk igennem forbrugerne, udmøntet i netselskaber, el-handlere eller lignende) en mængde grønne certifikater og på den anden side kan producenter af vedvarende el sælge grønne certifikater på dette marked.

Tilskudsperioden fastlægger, hvor længe pristillægget eller den faste pris udbetales, enten målt i år eller op til en fast mængde produceret energi. I Danmark er perioden bestemt som en fast mængde tillagt en mængde baseret på møllens produktionskarakteristika.

Tilskud kan tildeles via "åben dør"-systemer, som hidtil har gjaldt i Danmark. I sådan et system har alle projekter, som lever op til de tekniske formaliteter m.v., krav på tilskud. Modsat kan tilskud gives på baggrund af udbud. I et udbuds-system vil typisk staten lave et udbud af tilskud til en vis mængde vedvarende energi. Herefter vælger staten så det eller projekter, som billigst kan levere den udbudte mængde.

Endeligt kan der være forskel på om tilskudsordningerne er begrænset til en enkelt teknologi, eller gives som teknologineutral tilskud. Historisk har tilskudsordningerne i EU typisk været teknologispecifikke, hvor der gælder forskellige tilskud for bl.a. landvind, havvind og solceller.

Denne rapport fokuserer på 1. og 2. parameter, nemlig hvordan tilskudstypen og tilskudsperioden påvirker risiko og forrentningskrav for det enkelte projekt.

De 2 sidste parametre er også vigtige for hvordan en tilskudsordning indrettes og fungerer, men påvirker i sig selv ikke *ex ante forrentningskravet* for investeringer i vedvarende energi. De har derimod betydning for den projektspecifikke risiko, og dermed det forventede afkast, da de har effekt på, hvor sikker en udvikler er på at kunne gennemføre sin investering, og dermed indflydelse på hvor sandsynligt det er, at projektudviklingsomkostningerne kan forventes at blive dækket. Denne rapport går ikke nærmere ind på den projektspecifikke risiko ved investeringer i vedvarende energi, og dermed går vi heller ikke nærmere ind på, hvordan tilskud tildeles eller om tilskudsordningerne er teknologispecifikke eller teknologineutrale.

Man kan overordnet sige, at de 2 sidste parametre særligt påvirker *det forventede afkast*, hvor de 2 første parametre i højere grad påvirker *kravet til det forventede afkast*. Denne rapport tager netop sit udgangspunkt i tilskudsordningernes effekt på kravet til det forventede afkast, her kaldet *forrentningskravet*.

Alle 3 typer af tilskudsordning (fast tillæg, fast pris, certifikater) til landvind er repræsenteret rundt omkring i EU. Mest udbredt er fast pris, hvor der i 16 EU-lande gives en fast pris til landvind i tilskudsperioden pr. primo 2017. I 2 lande gives der et fast tillæg til markedsprisen, hvilket hidtil også har været tilskudsordningen for landvind i Danmark. Dertil har 2 lande et certifikatsystem. Endeligt har Spanien en særlig tilskudsordning, hvor der gives et investeringstilskud som sikrer et minimumsafkast på investeringen. De enkelte landes tilskudsordninger er oplistet i **Tabel 2**. De europæiske statsstøttereftningslinjer foreskriver at nye

tilskudsordninger som hovedregel skal pålægge el-producerende vedvarende energianlæg balanceringsansvar, som vi har haft det i Danmark for vind (>25 kW) i en lang årrække<sup>4</sup>. Herudover foreskriver statsstøttereglerne at tilskud til nye VE-anlæg som hovedregel skal tildeles via udbud eller via certifikatsystemer, med visse undtagelsesmuligheder. Tilsvarende tilsiger statsstøttereftningslinjerne at tilskudsordninger som hovedregel bør være teknologineutrale, med en række undtagelsesmuligheder som flere lande benytter sig af.

**Tabel 2 Tilskudsordninger til landvind i Europa, 2017**

Land	Tilskudsordning	Tilskudsperiode, år
Bulgarien	Fast pris	12
Finland	Fast pris	12
Frankrig	Fast pris	20
Grækenland	Fast pris	20
Holland	Fast pris	15
Irland	Fast pris	15
Italien	Fast pris	20
Kroatien	Fast pris	14
Polen	Fast pris	15
Portugal	Fast pris	15
Slovakiet	Fast pris	15
Tjekkiet	Fast pris	20
Tyskland	Fast pris	20
UK	Fast pris	15
Ungarn	Fast pris	Maks. 20
Østrig	Fast pris	Møllens levetid
Estland	Fast tillæg	12
Danmark	Fast tillæg	7
Norge	Certifikat	15
Sverige	Certifikat	15
Belgien	n/a	n/a
Cypern	n/a	n/a
Rumænien	n/a	n/a
Spanien	Særligt investeringstilskud	

**Kilde:** Vindmølleindustrien

<sup>4</sup> I EU terminologi svarer dette til skiftet fra Feed in Tariffer til Feed in Premium modeller, hvor forskellen består i om TSO'en har såkaldt aftagepligt og forestår balancering eller balanceansvaret i stedet pålægges ejeren af VE-anlægget.

## Fremadrettet tilskudsbehov til landvind

Omkostningen til landvind er faldet betragteligt de seneste 10 år. IEA Wind<sup>5</sup> har i deres analyse ”Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012” fra juni 2015 estimeret at prisen på landvind i Danmark er faldet med 18 % fra 2008 til 2012. Sammenholdes disse tal med Energistyrelsens og Energinet.dk’s teknologikatalog (herefter *Teknologikatalog*) er prisen faldet med yderligere 17 % fra 2012 til 2015. Altså et samlet fald på 32 % på 7 år. Fremadrettet forventer Energistyrelsen og Energinet.dk i deres teknologikatalog (pr. august 2016), at landvind vil falde med yderligere 13 % frem mod 2020.

Hvis markedsprisen og forventningen til fremtidens elpris havde holdt niveauet fra 2012 / 2013, ville landvind være konkurrencedygtigt på markedsvilkår i dag. I virkeligheden er markedsprisen på el dog faldet betragteligt, og af endnu større betydning er også at forventningen til de fremtidige elpriser er faldet betragteligt.

Det er vigtigt at holde sig for øje, at det ikke er dagens elpriser, som afgør om en vindmølle etableres på markedsvilkår. Når der investeres i en vindmølle, så afholdes næsten alle omkostningerne i dag, hvorimod indtjeningen kommer løbende over en ca. 25-årig periode.

I sin investeringskalkule vil investoren kigge på omkostningerne til investeringen og sammenligne dem med den tilbagediskonterede værdi af de forventede indtægter. Når der skal investeres i en vindmølle er det derfor vigtigere, hvad forventningen til fremtidens elpris er, end hvad elprisen rent faktisk er i dag.

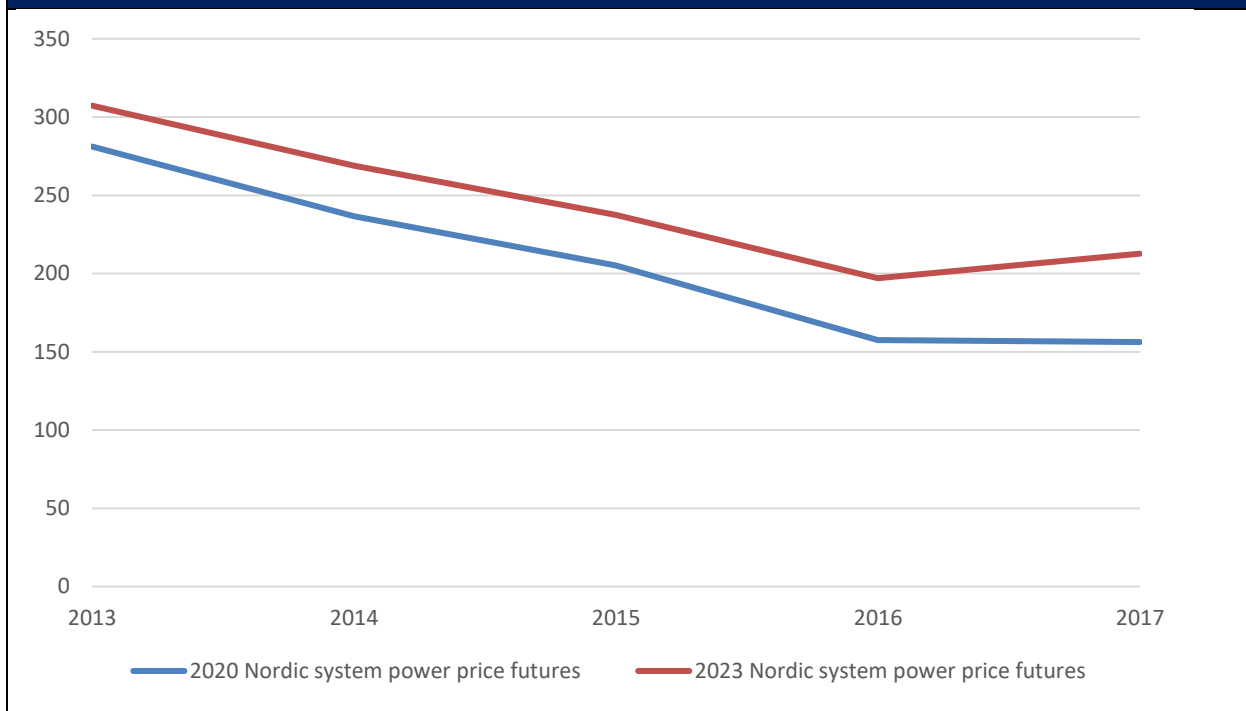
Der er flere måder at danne sig forventning om fremtidens elpriser.

Indenfor en kortere årrække, typisk omkring 5 år, kan man kigge på futuremarkedet. Futuremarkedet er et finansielt marked, hvor producenter og købere af el kan handle sig til en fast pris på el i fremtiden. Markedet bliver typisk meget illikvidt når man kigger ud over 5 år.

Futuremarkedet for el kan bruges til at vurdere markedets forventning til den fremtidige elpris. I Figur 1 er vist udviklingen fra 2013 og til 2017 i henholdsvis 2020- og 2023 futures for den nordiske systempris. Som det ses af figuren så er markedets forventning til den nordiske systempris i 2020 faldet fra knap 281 DKK/MWh til ca. 156 DKK/MWh siden 2013. For den nordiske systempris i 2023 er forventningen faldet fra ca. DKK EUR/MWh til ca. 213 DKK/MWh. Det er vigtigt at understrege, at prisen på futures ikke er en *forudsigelse* af elprisen, men er et billede af *markedets bedste gæt, givet markedets samlede viden*.

<sup>5</sup> IEA Wind udgør det internationale energiagenturs (IEA) institution for forskning, udvikling og implementering af vindenergi

Figur 1 Udvikling i el-futurepriser, 2013 – 2017, DKK/MWh



**Kilde:** NASDAQ og ESP Consulting

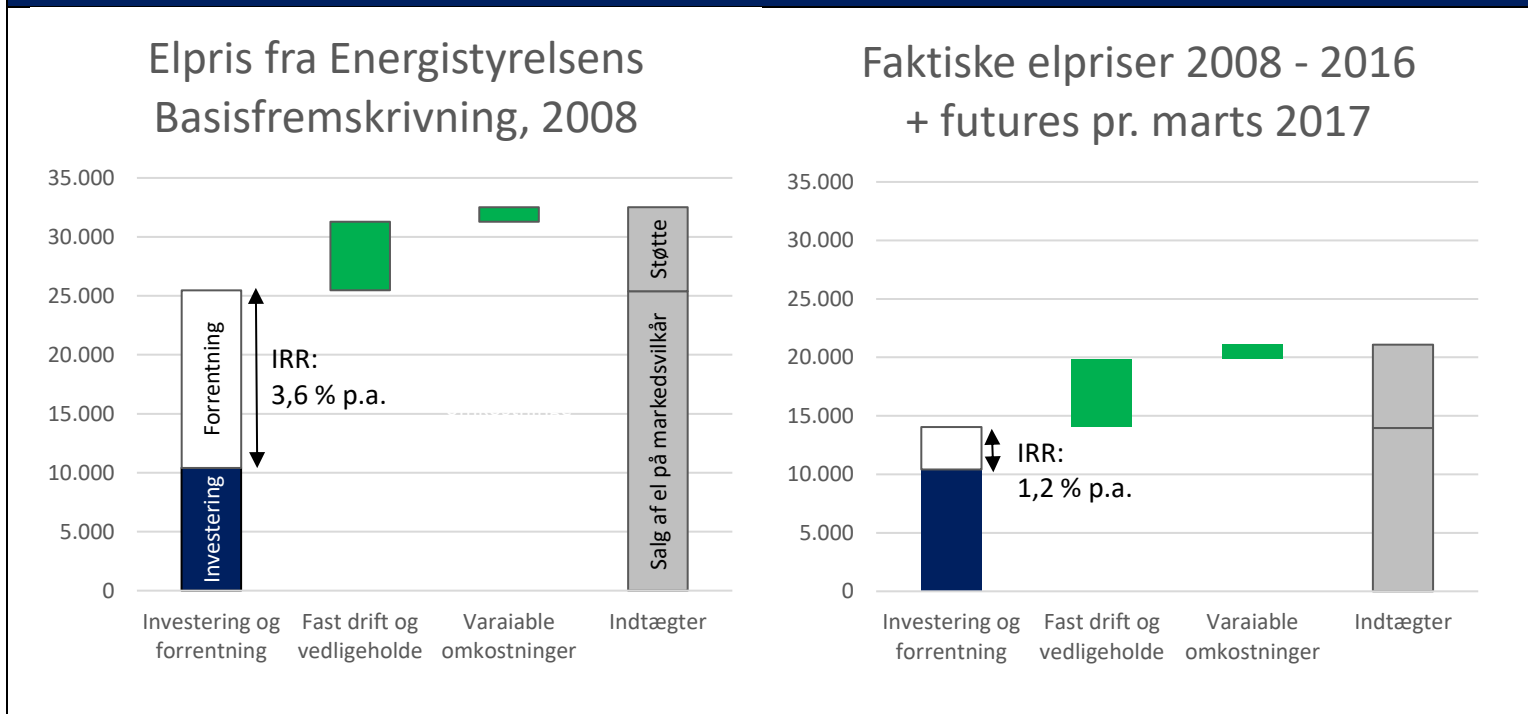
**Note:** Figuren viser udviklingen i perioden 2013 til 2017 på prisen på nordiske system-elprispisfutures i henholdsvis 2020 og 2023.

Faldet i elprisen og forventningen til fremtidens elpris har haft stor betydning for den forventede indtjening for landvindmøller, og dermed også for behovet for tilskud.

ESP Consultings beregninger viser, at et generisk landvindmølleprojekt, som blev opstillet i 2008, baseret på Teknologikataloget, ville have et forventet afkast på 3,6 % p.a. over projektets levetid, når man lagde Energistyrelsens elprisscenarie fra 2008 til grund. Kigger vi derimod retrospektivt tilbage på den faktiske elprisudvikling fra 2008 til 2016, og bruger det nuværende futuremarked som udtryk for den fremtidige elpris, er det forventede afkast faldet til godt 1,2 %, som vist i Figur 2. Det skal bemærkes, at det viste afkast er baseret på et "fejlfrit" projekt, og ikke inkluderer risikoen for udviklingsomkostninger for vindmølleprojekter, som ender med ikke at blive gennemført. Figuren kan altså ikke bruges til at beskrive det præcise forventede afkast for en vindmølleudvikler, men tjener alene til at vise *faldet i afkastet*, som stammer fra fald i elpriserne og forventningen til fremtidens elpriser. I beregningen er der indlagt et prispres på 15 % for vindmøllestrøm fra 2008 og frem.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Prispres for vindmøllestrøm betyder, at elprisen typisk er lidt lavere når det blæser, hvilket betyder at den pris som vindmøllerne får for strømmen på elmarkedet er noget lavere end årsgennemsnittet af elprisen.

Figur 2 Elprisudviklingens betydning for afkast på et vindmølleprojekt



**Kilde:** NASDAQ og ESP Consulting

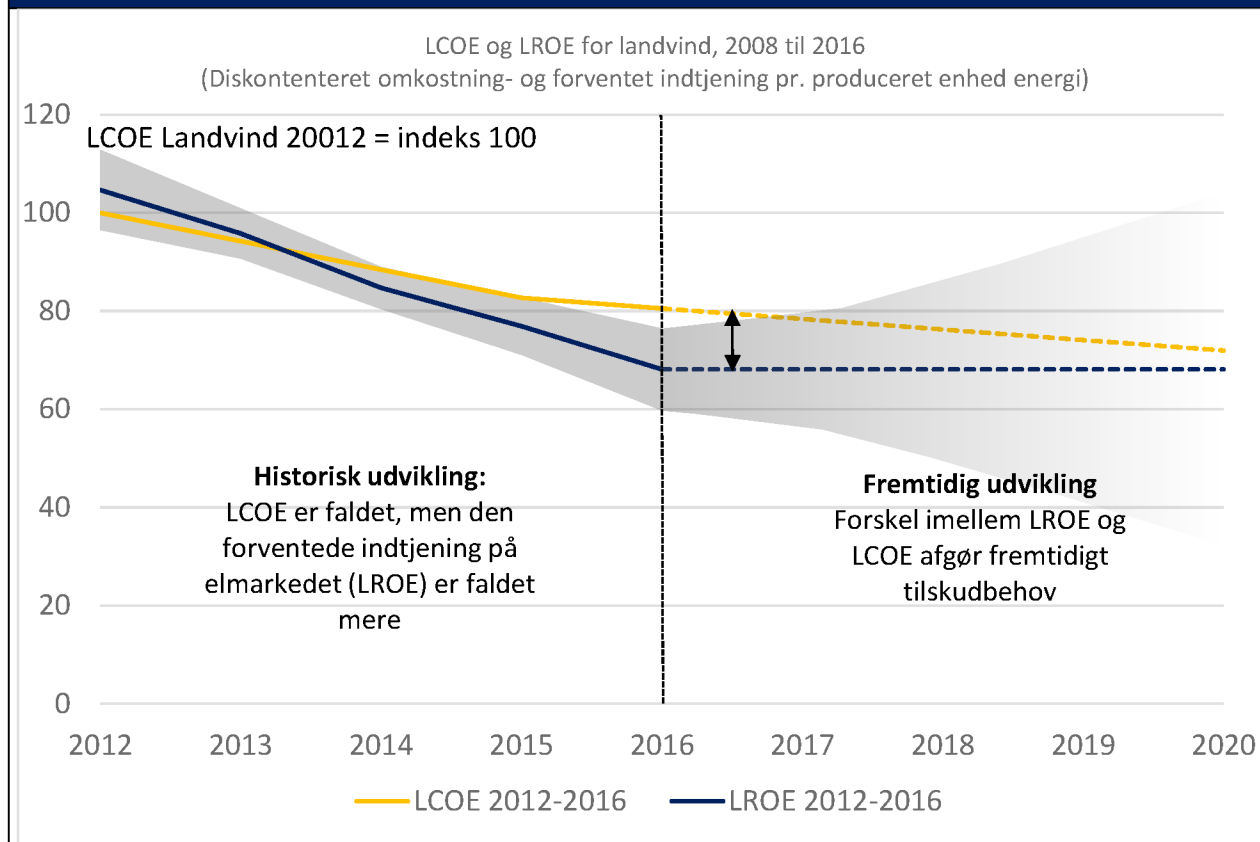
**Note:** Baseret på opgørelse af produktion og omkostninger for landvind i Teknologikataloget. Der er regnet med 15 % prispres på vindkraft i hele perioden, og 3.100 fuldlasttimer for landvind.

Konsekvensen af faldet i forventningen til de fremtidige elpriser er vist for nye landvindmøller i Figur 3. Her er den historiske levetidsomkostning (LCOE)<sup>7</sup> sammenholdt med den markedsbaserede levetidsindtægt (LROE)<sup>8</sup> for landvind i perioden fra 2012 til 2016, samt den mulige fremtidige udvikling frem til 2020.

<sup>7</sup> LCOE er et mål for den gennemsnitlige, langsigtede elproduktionsomkostning for en given teknologi. LCOE beregnes som *sum af tilbagediskonterede omkostninger (inkl. Investering) / sum af tilbagediskonteret produktion over aktivets levetid.*

<sup>8</sup> LROE er et mål for den gennemsnitlige, langsigtede (markeds)indtægt for elproduktion på en given teknologi. LROE beregnes som *sum af tilbagediskonteret (markeds)indtægt / sum af tilbagediskonteret produktion over aktivets levetid.*

Figur 3 Udvikling i LCOE og LROE for landvind, LCOE 2012 = indeks 100



**Kilde:** IEA Wind Task 26, NASDAQ, Energistyrelsen og ESP Consulting

**Note:** Det grå felt viser spændet for LROE (forventet indtjening fra el-salg på markedsvilkår) fra henholdsvis Energistyrelsens årlige basisfremskrivninger og markedsforventningen (futures). Den blå kurve viser gennemsnittet af LROE baseret på henholdsvis Energistyrelsens elprisfremskrivning og futures. Den gule kurve viser LCOE-udvikling for dansk landvind ifølge IEA Wind Task 26 og Teknologikataloget. Fra 2016 og frem til 2020 er vist LCOE-udvikling fra Teknologikataloget. LROE efter 2016 er ukendt, da alle kendte forventninger allerede er inddraget i 2016-tallet som inddrager forventet, fremtidig indtjening. Der er anvendt et prispres for vind på 15 %. Der er i overensstemmelse med IEA's Wind Task 26 anvendt et markedsbaseret realt forrentningskrav på 5,2 %.

For at forstå figuren bedst muligt er det vigtigt at huske på, at *både LCOE og LROE* til enhver tid er givet af forventninger til fremtiden og ikke blot forhold nu her i dag.

For LCOE for landvind, som opstilles i dag, kendes omkostningen ret præcist, da den er givet af investeringsomkostningen og relativt sikre drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Derimod er den fremtidige produktion behæftet med usikkerhed og må derfor bero på investorens forventning til den fremtidige produktion.

For LROE er billedet et andet. Her er den fremtidige produktion, som for LCOE, i nævnerens brøk baseret på forventninger. Samtidigt er tælleren i brøken relativ usikker. For at beregne LROE



skal vi kende de tilbagediskonterede indtægter fra elmarkedet i hele aktivets levetid. Det vil med andre ord sige, at vi skal kende elprisen 25 ud år ud i fremtiden for at kunne beregne LROE præcist. Det er der ingen som kan. Derfor må både vi og en investor bero os på vores eget "bedste gæt" om fremtidens elpriser, når vi skal beregne LROE.

I figuren er "bedste gæt" om fremtidens elpriser baseret på henholdsvis Energistyrelsens elprisscenarier som publiceret i det givne år, samt future-prisen i markedet i det givne år. Hvis vi f.eks. Kigger på 2016, så er LROE altså ikke udtryk for elprisen i 2016, men derimod udtryk for *den gennemsnitlige, forventede indtægt på elmarkedet fra år 2016 og 25 år frem i tiden baseret på elprisforventningen i år 2016.*

Den vigtige lære fra figuren er, at selvom vi har set et stadigt fald i omkostningerne for landvind, så er den forventede indtægt, som landvind kan tjene på markedet faldet endnu mere. I dag er LROE for landvind betydeligt lavere end LCOE, uanset om vi lægger de markedsbaserede futures til grund eller Energistyrelsens elprisscenarier fra diverse PSO-fremskrivninger i 2016. Det betyder altså, at *hvis* politikerne ønsker en fortsat stabil udbygning med landvind, så vil det efter alt sandsynlighed også være nødvendigt med tilskud til landvind i perioden efter februar 2018.

## Risiko i elmarkedet

Elprisens udvikling er under den nuværende tilskudsordning – eller i fravær af en tilskudsordning - det vigtigste og samtidigt det mest usikre input til en investeringsbeslutning i vindkraft.

I det følgende vil derfor kort blive beskrevet, hvordan markedet generelt danner sig forventninger om den fremtidige elpris og hvad der primært vil afgøre hvad den fremtidige elpris vil blive. Det er vigtigt for at forstå den risiko, som en investor i vindmøller påtager sig.

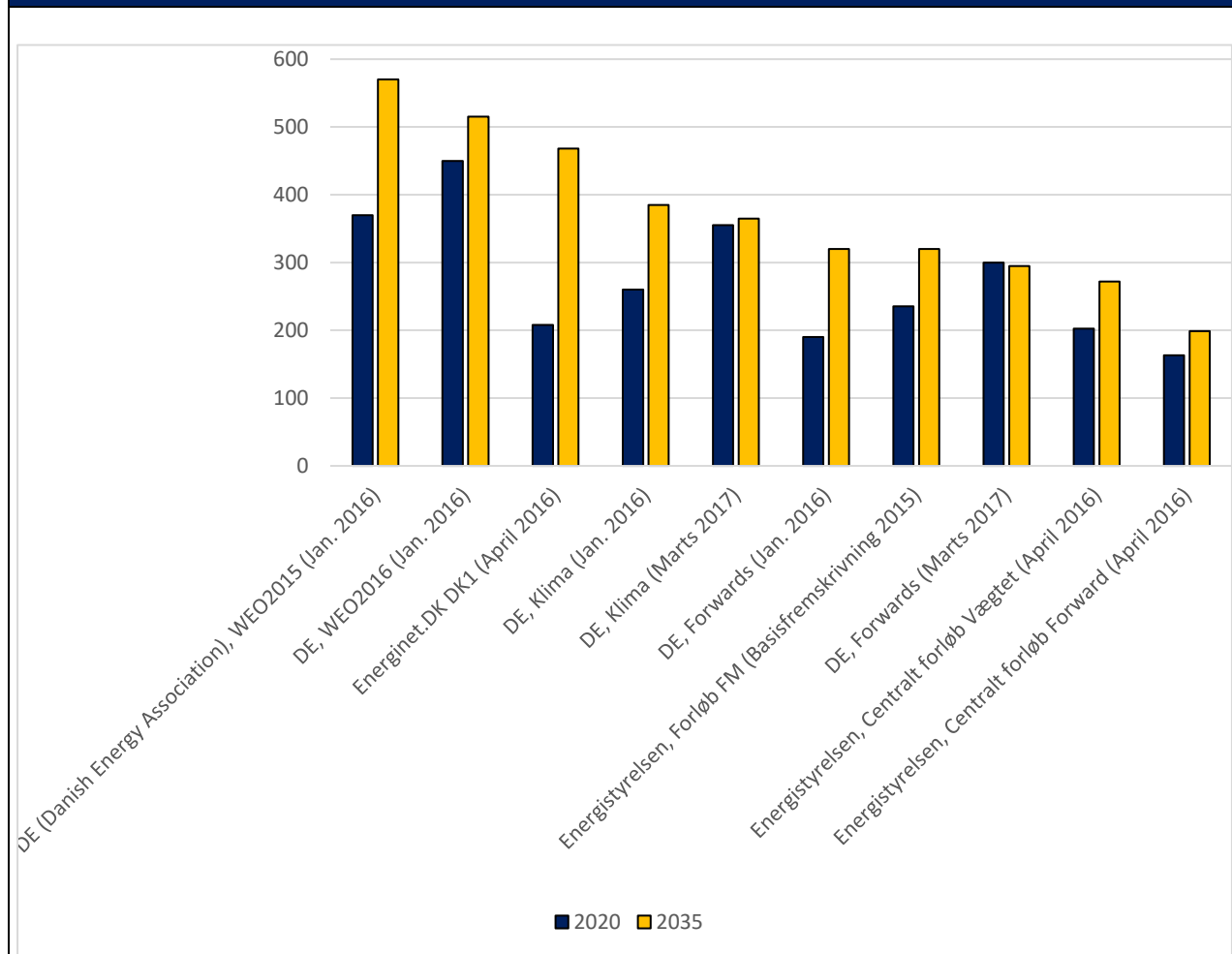
Den almindelige måde at danne sig forventninger om den fremtidige elpris er, at studere forskellige elprisscenarier. Det kan enten være eksternt udarbejdede scenarier eller elprisscenarier baseret på beregninger foretaget af investoren selv. Metoden er dog ofte den samme, hvor elpriserne bliver beregnet i en energisystemmodel, som med primære input for brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, kapaciteter, teknologipriser og elforbrug kan beregne elprisen. De fleste elprisscenarier forholder sig også til, at der på kort sigt kan være ubalancer i markedet eller andre grunde til at elprisen afviger fra den beregnede elpris. Elprisscenarier kan derfor overordnet deles op i 3 faser, nemlig:

- *Kort sigt*, hvor elpriserne og brændselspriserne er baseret på futuremarkedet. Beskriver typisk periode op til maks. 5 år frem i tiden
- *Mellem sigt*, hvor elpriserne og brændselspriserne forventes at konvergere imod de langsigtede priser. Konvergensperioden er typisk omkring 2-5 år.
- *Lang sigt*, hvor elpriserne bliver beregnet på baggrund af fundamentale analyser i energisystemmodellerne, det vil sige de langsigtede omkostninger ved elproduktion baseret på kapaciteter, teknologipriser, brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser.

Det sidste punkt fortæller os, hvorfor det er så svært at forudsige fremtidens elpris. Vi kan muligvis dannes os en rimelig forventning om udviklingen i teknologipriser og kapaciteter, baseret på den historiske udvikling. Derimod er det meget svært at forudsige udviklingen i brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Historisk set har både naturgasprisen, kulprisen og CO<sub>2</sub>-kvoteprisen ofte udviklet sig markant anderledes, end markedet og analytikerne har forudset. Det gælder også på relativt kort sigt.

Det faktum gør også, at udfaldsrummet for elpriserne imellem de forskellige elprisscenarier er meget stort. For at illustrere dette har vi i Figur 4 vist elprisfremskrivningen i henholdsvis 2020 og 2035 for 10 forskellige elprisscenarier beregnet af 3 forskellige aktører. Det er vigtigt at understrege, at dette ikke er for at vise, at nogle elprisscenarier er forkerte, men alene for at vise at de parametre, som spiller ind i elprisen er meget usikre, også på kort sigt.

Figur 4 Elprisen i 2020 og 2035 i 10 forskellige elprisscenerier, R2016 DKK/MWh



**Kilde:** Dansk Energi, Energinet.dk og Energistyrelsen

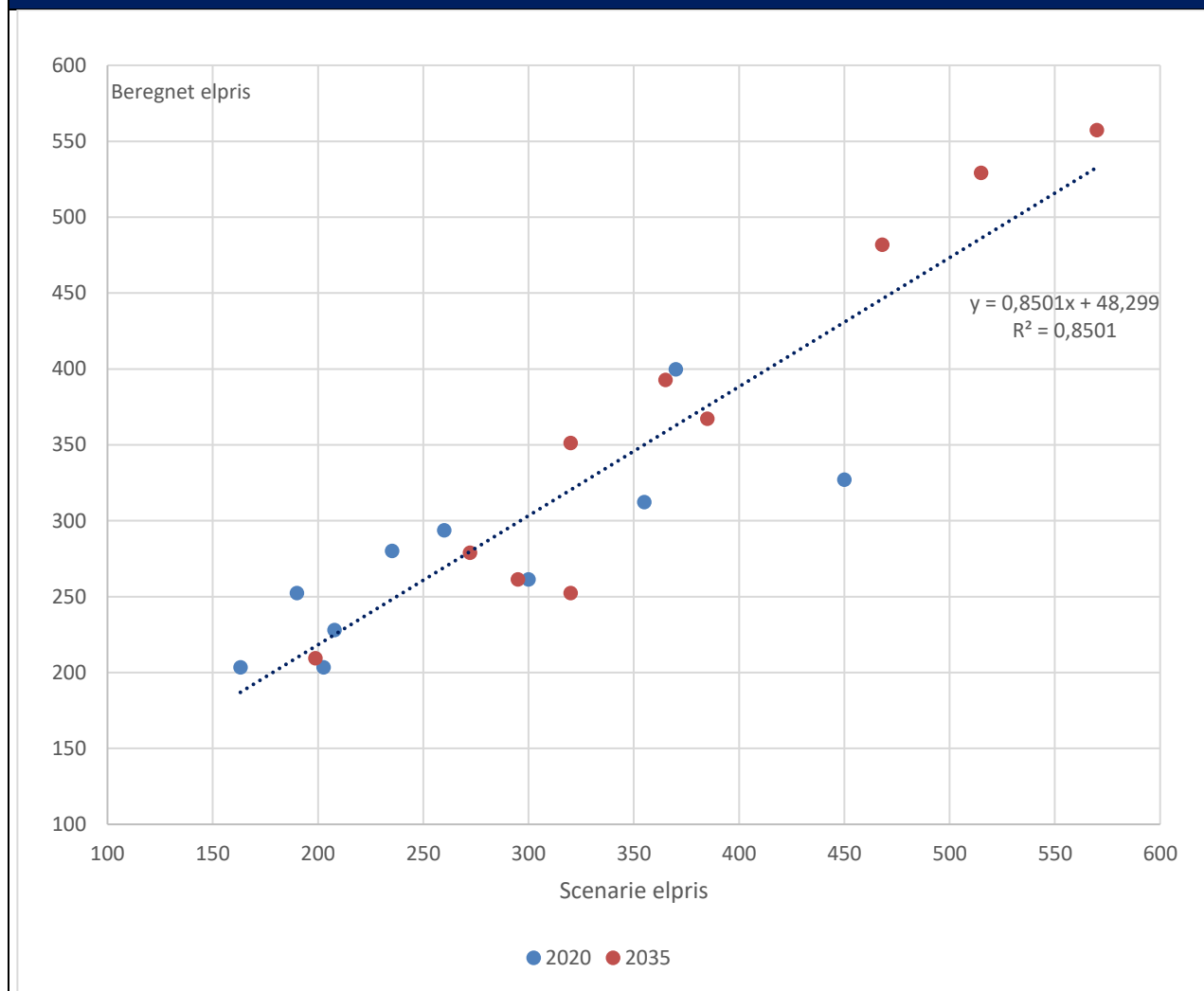
**Note:** Energistyrelsens scenarier går kun til 2025. For disse scenarier er det prisen i år 2025 som er vist for 2035.

Figuren viser, at der imellem scenarier lavet med 1 års mellemrum er en forskel på over 275 % imellem den højeste og den laveste fremskrivning af elprisen allerede i 2020. Figuren viser også, at de forskellige leverandører af elprisscenerier kan komme frem til endog meget forskellige elpriser, selvom de bruger den samme 'regnemaskine'. Det skyldes, at elprisen er bestemt af den marginale elproduktion, hvor prisen både i dag og frem til i hvert fald 2035, ifølge de viste elprisscenerier, vil være sat af prisen på fossile brændsler og CO<sub>2</sub>-kvoter.

Den tætte sammenhæng imellem de fossile brændselspriser, CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og elprisen er vist i Figur 5. Her har vi opstillet en lineær model, som beregner elprisen i hvert scenarie i henholdsvis 2020 og 2035 som en funktion af henholdsvis gasprisen og kulprisen tillagt CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, baseret på antagelser om brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser i de enkelte scenarier. Som det ses, kan den meget simple model meget præcist beskrive forskellen i elpriserne i hvert af scenarierne i både 2020 og 2035. Det er en klar indikation af, at uanset, hvor god en

regnemaskine man har, så kræver en præcis elprisfremskrivning, at man kan forudsige udviklingen i kul-, gas- og CO<sub>2</sub>-kvotepriserne.

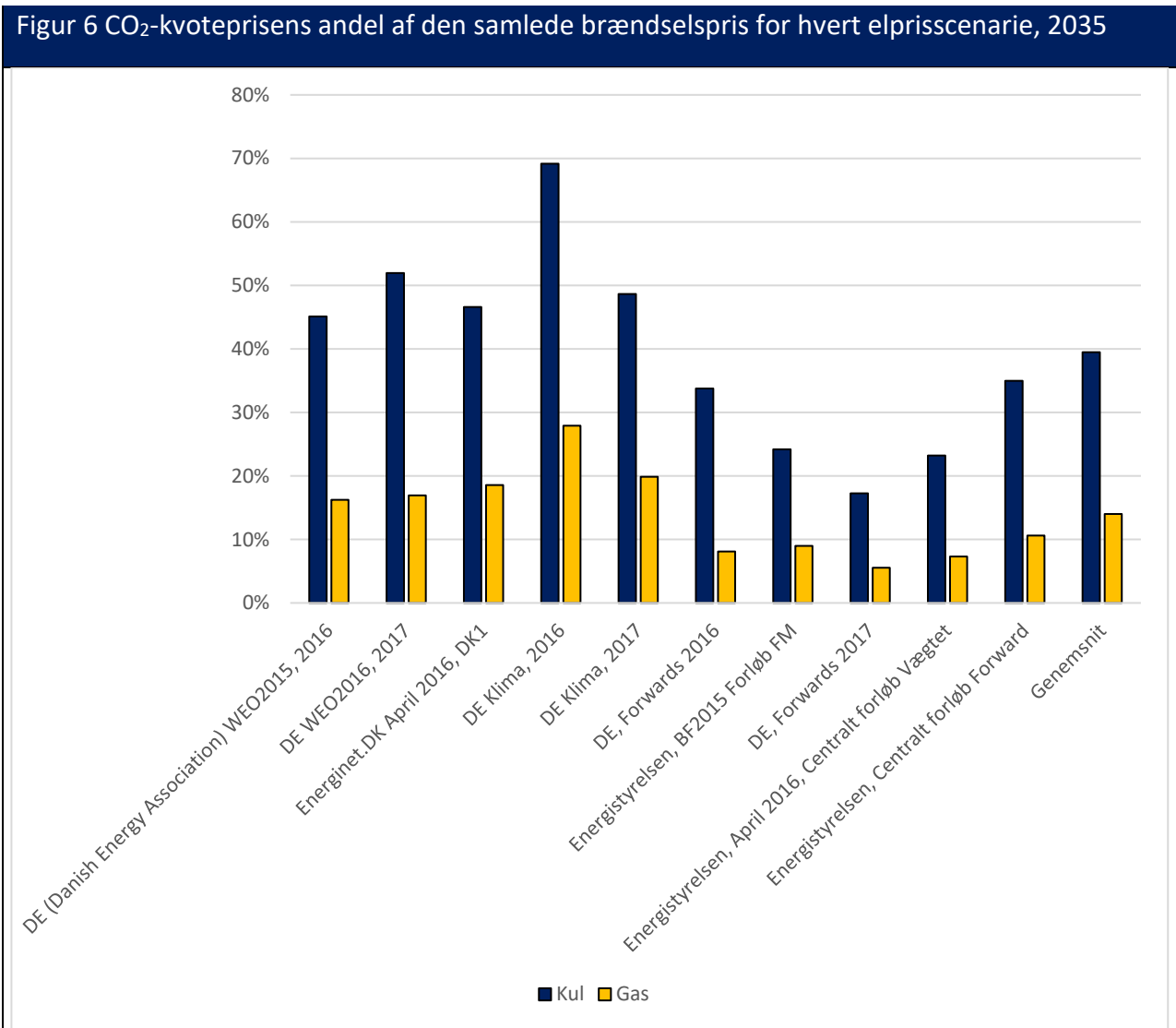
Figur 5 Elprisscenarier sammenlignet med beregning af lineær kombination af fossile brændselspriser + CO<sub>2</sub>-kvotepris, 2017-DKK/MWh



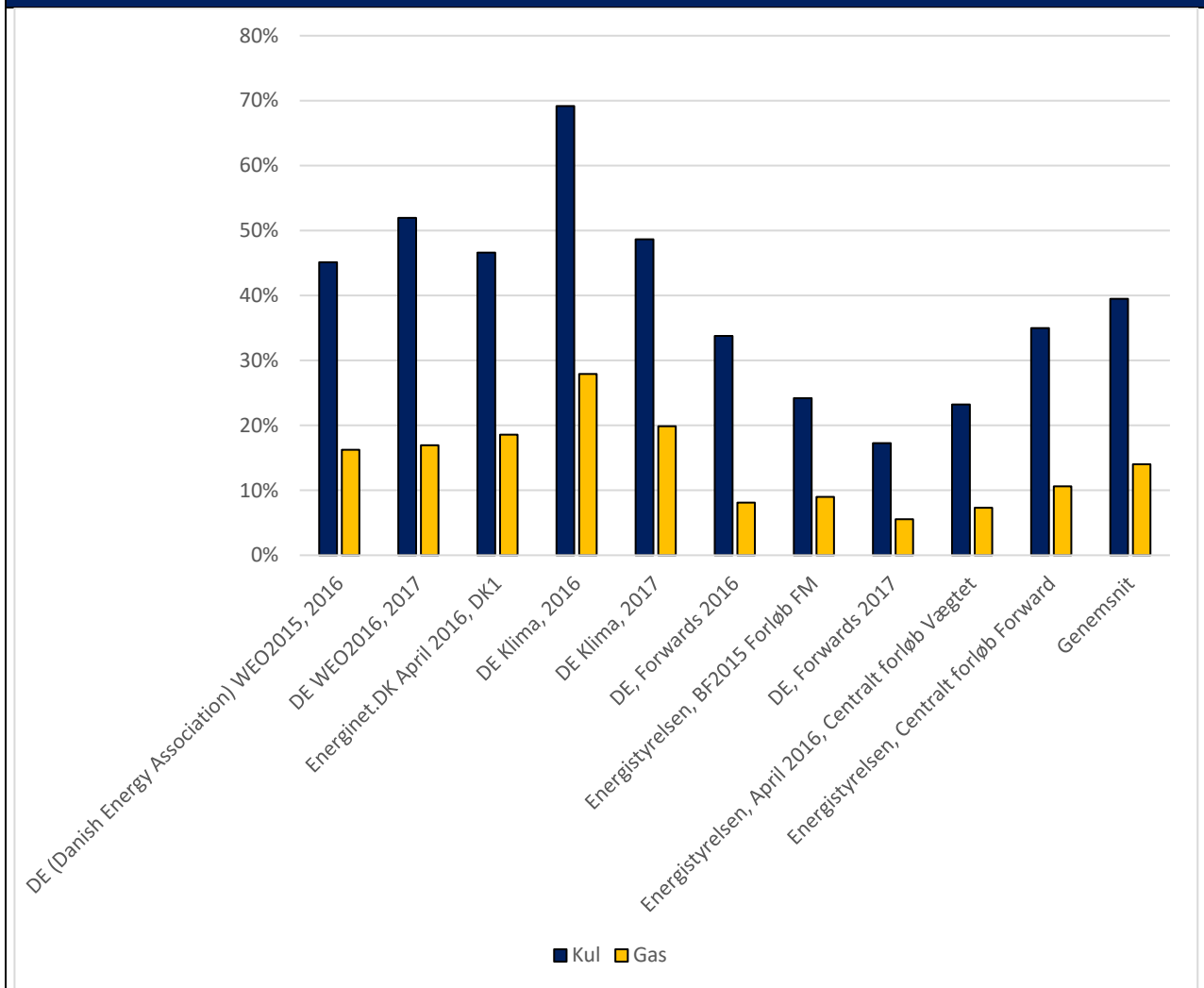
**Kilde:** ESP Consulting, egne beregninger

**Note:** Figuren viser på X-aksen elprisen i henholdsvis 2020 og 2035 i de 10 elprisscenarier fra Figur 4. På y-aksen er vist den tilsvarende elpris beregnet ud fra en lineær kombination af en konstant + kul+CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og gas+CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Figuren viser, at modellen baseret på de fundamentale input til elprisscenarierne, nemlig kul-, gas- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, kan forklare 85 % forskellen i elprisen på tværs af scenarier.

Det betyder samtidigt, at det primært er investorenes forventning til fremtidens fossile brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, som afgør deres forventning til niveauet for elprisen i fremtiden. Selvfølgelig spiller andre ting også ind på elprisen, såsom elforbruget, udbygningen med vedvarende energi, udlandsforbindelser mv. Dertil vil den forventede levetidsindtægt for vindmøllen selvfølgelig også være afhængig af prispresset, som forventeligt vil stige i fremtiden.

Figuren fortæller, at en investor i vindmøller, som får sin indtægt fra elmarkedet sætter sine penge på udviklingen i henholdsvis de fossile brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvoteprisens udvikling i løbet af møllens levetid. Heraf er CO<sub>2</sub>-kvoteprisen ikke ubetydelig. I nedenstående figur har vi vist CO<sub>2</sub>-kvoteprisens anslåede andel af den samlede pris for kul og gas målt i Kr. / GJ. Som det ses i , så udgør CO<sub>2</sub>-kvoteprisen i gennemsnit ca. 45 % af den samlede kulbrændselspris i 2035 på tværs af elprisscenerierne. Det tilsvarende tal for gas er knap 15 %.

Figur 6 CO<sub>2</sub>-kvoteprisens andel af den samlede brændselspris for hvert elprisscenarie, 2035



Kilde: ESP Consulting, egne beregninger

Investoren må antages at have en mindst ligeså god viden om markedsudviklingen for de fossile brændselspriser, som staten har. Derimod er investorens viden om CO<sub>2</sub>-kvoteprisens udvikling mere begrænset. CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet er et politisk "skabt" marked, og prisen er derfor i meget vidt omfang styret af politiske beslutninger.

Det har længe fra EU's side, og også fra danske politikeres side, været et ønske, at vedvarende energi på sigt skulle kunne klare sig på markedsvilkår. Det skulle blandt andet ske ved, at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen ville føre til højere elpriser, som igen ville komme den vedvarende energi til gode. Den overstående gennemgang af elprisscenerierne viser også, at en høj CO<sub>2</sub>-kvotepris bestemt ville medføre højere elpriser. Dels fordi CO<sub>2</sub> fylder en betydelig del i den samlede brændselspris, dels fordi en høj CO<sub>2</sub>-kvotepris vil føre til at elprisen i højere grad vil blive sat af naturgas, som er dyrere end kul.

Disse betragtninger er relevante, når man skal etablere en ny tilskudsordning til landvind. Konklusionen er nemlig, at den indirekte tilskudsordning, som politikerne havde sat i udsigt med CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet ikke fungerer. Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter er i dag langt lavere end forudsat ved indførslen af CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet, ligesom både EU-kommissionen og Energistyrelsen igen og igen har skudt over målet, når de har skulle fremskrive CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Først i løbet af de seneste år synes de officielle fremskrivninger, at tage højde for den nuværende meget lave CO<sub>2</sub>-kvotepris i deres fremskrivninger.

Hvor der ved indførslen af det europæiske CO<sub>2</sub>-kvotemarked (ETS) blev forventet en CO<sub>2</sub>-kvotepris på ca. 30 EUR/ton omkring år 2020, svarende til ca. 250 DKK/ton i dagens priser, så ligger futureprisen på CO<sub>2</sub>-kvoter i 2020 i dag på ca. 42 DKK/ton.

En tommelfingerregel er, at når kulprisen sætter elprisen, så stiger elprisen med ca. 8 øre/kWh, hver gang kvoteprisen stiger med 100 DKK/ton. Det vil altså sige, at alt andet lige ville elprisen fremover være ca. 16 øre/kWh højere, hvis CO<sub>2</sub>-kvoteprisen lå på det oprindeligt forventede niveau.<sup>9</sup> Med de nuværende teknologipriser ville det efter alt at dømme betyde, at der ikke var behov for at give tilskud til landvind.

Det betyder samtidigt, at så længe CO<sub>2</sub>-kvoteprisen ikke er højere end den er i dag, og der ikke er udsigt til højere CO<sub>2</sub>-kvotepriser, så vil det kræve en form for tilskud også fremover, hvis udbygningen med landvind skal fortsætte.

Udformningen af tilskudsordningen kan så bestemme hvordan risikoen fra elprisen fordeles imellem investoren og staten under hensyntagen til, at elpriserne muligvis vil stige i fremtiden, for eksempel som resultatet af højere CO<sub>2</sub>-kvotepriser.

---

<sup>9</sup> Med de brændselspriser, som forventes i de forskellige elprisscenerier, så vil kul være elprissættende, selv ved CO<sub>2</sub>-kvotepriser op over 250 kr./ton.

## Sammenhæng imellem tilskudsordning og risiko

Indretningen af en fremtidig tilskudsordning for landvind afgør, hvordan den risiko, som stammer fra elprisen, fordeles imellem investoren og staten.

I denne rapport går vi ikke nærmere ind på *hvordan* tilskudsordningen tildeles, altså om tilskuddet gives til alle der måtte ønske at investere i landvind ("åben dør"), som statslige udbud af landvind eller brede, teknologineutrale udbud.

Uanset hvordan tilskuddet tildeles, kan de forskellige modeller for en tilskudsordning som tidligere beskrevet inddeles i 3 hovedtyper, nemlig fast pristillæg, fast pris og certifikater. Baseret på de politiske signaler og det faktum at flere lande i EU er gået væk fra certifikatsystemer eller er i gang med det, synes den første og anden tilskudstype mest sandsynlig i en dansk kontekst. Både UK, Polen og Italien er de senere år gået væk fra certifikatsystemer, ligesom Norge har meldt ud at de vil udtræde af det norsk-/svenske certifikatsystem.<sup>10</sup>

Den nuværende ordning, hvori der gives et fast tillæg til elprisen eksponerer vindmølleejerne 100 % for fald i elprisen. Det vil sige, at hvis elprisen bliver lavere end forventet, så tager vindmølleejeren hele tabet. Med det nuværende loft over tilskuddet, hvor tilskuddet aftrappes løbende ved elpriser over 33 øre/kWh påtager ejeren sig faktisk hele risikoen for fald i elprisen, men får modsat ikke glæde af gevinsten ved elpriser højere end 33 øre/kWh. Dermed fjerner modellen risiko fra staten, som kan beregne et loft over sine langsigtede, gennemsnitlige tilskudsudgifter relativt præcist. Hvis elprisen bliver lav, så stiger tilskuddet ikke tilsvarende. Bliver elprisen derimod høj, så kan tilskuddet falde i det omfang, at der i tilskudsordningen er indført et prisloft.

Hvis man derimod indfører en tilskudsordning som en fast pris, hvor tilskuddet beregnes som forskellen imellem markedsprisen på el og en på forhånd aftalt pris, påtager staten sig risikoen, hvis elprisen bliver lavere end forventet. Hvis tilskudsordningen er en "ægte fast pris", så vil ejeren skulle betale penge tilbage til staten, hvis elprisen overstiger den aftalte pris. På den måde påtager staten sig hele risikoen for en lav elpris, men har samtidigt hele den potentielle gevinst ved en høj elpris.

---

<sup>10</sup> Oplyst fra Vindmølleindustrien

ESP Consultings vurdering af de 3 forskellige tilskudstypers fordeling af risiko imellem stat og investor er illustreret i **Tabel 3**.

**Tabel 3 Tilskudstype og risiko**

	Risiko for investor	Risiko for staten
<b>Fast pris</b>		
Uden prisloft	1	6
Med prisloft (tilbagebetaling ved elpriser over strike price)	2	4
<b>Fast tillæg</b>		
Uden prisloft	4	1
Med prisloft	6	1
<b>Løbende ændring af tilskud for nye og gamle møller</b>		
Certifikat (politisk mængdestyring)	8	0
Pristillæg (politisk prisstyring)	10	0

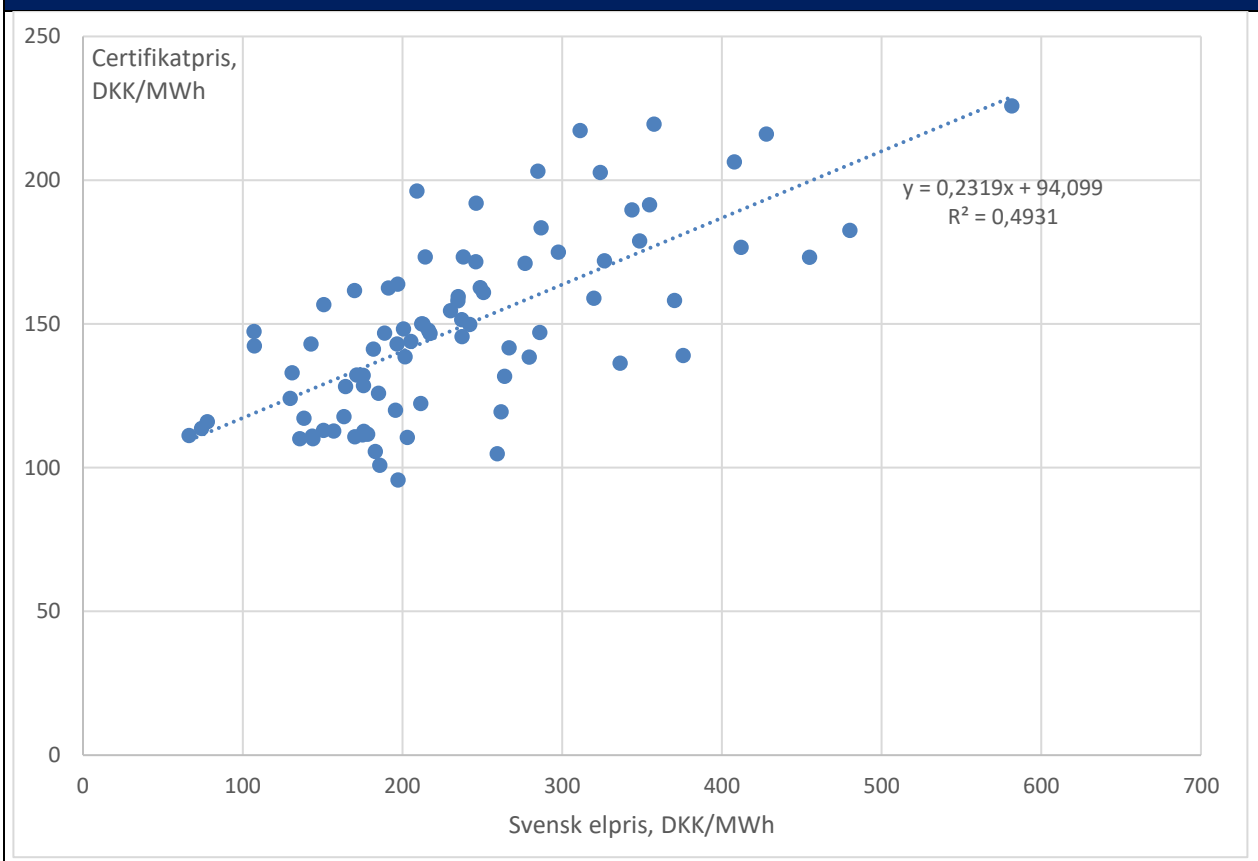
**Note:** Baseret på ESP Consultings egne vurderinger. 0 er mindst risiko og betyder, at hvis den vedvarende elproduktion er kendt på forhånd, så er alle betalinger ligeledes kendt på forhånd og har ingen til små udsving. Omvendt henviser 10 til den største risiko, hvor de fremadrettede betalinger er ukendte og der vil være et betydeligt udsving i betalingerne. Strike price er den på forhånd faste pris i tilskudsordningen.

Som det fremgår af tabellen påtager investoren sig den største risiko under et certifikatsystem med en politisk mængdestyring eller politisk prisstyring, med løbende ændring for nye og eksisterende møller.

For certifikater skyldes det, at investoren *både* eksponeres for det fulde udsving i elprisen *og* det fulde udsving i certifikatprisen. Der kan argumenteres for at risikoen fra udsving i certifikatprisen kan bortdiversificeres, ved at sprede sine investeringer over en bred markedsportefølje. Historisk har der dog været en betydelig, positiv samvariation imellem markedsprisen på el og certifikatprisen i det norsk-/svenske system, som vist i Figur 7.



Figur 7 Elpriser (x-akse) i Sverige og svensk- / norske certifikatpriser (y-akse), månedsgennemsnit 2010 til 2016, nDKK pr MWh



Kilde: Energinet.dk markedsdata og Svensk Kraftmäklng

Dermed vil der komme et tillæg i markedsrisikoen *både fra* markedsprisen på el og certifikatprisen<sup>11</sup>. Samvariationen i elprisen og certifikatprisen kan have flere årsager. For det første er mængden af efterspurgte certifikater fastlagt i systemet, som en andel af det samlede elforbrug. Dermed opstår en korrelation imellem efterspørgslen på el og efterspørgslen på certifikater. Det vil, alt andet lige, resultere i en samvariation imellem elprisen og certifikatprisen. Denne samvariation kan forstærkes af, at der er en positiv samvariation imellem tør- / våddår og det gennemsnitlige vindindeks. Det betyder, at når det er våddår, med typisk lave elpriser, er der samtidigt et relativt stort udbud af certifikater, også fra vindkraft, hvilket også sænker certifikatprisen.

Det er umiddelbart usikkert, hvordan en løbende, bagudrettet fastlæggelse af pristillægget påvirker markedsrisikoen, da det vil være afhængigt af, hvordan politikerne styrer tillægget i

<sup>11</sup> Som vist i det tekniske bilag er der en positiv samvariation imellem elprisen og det øvrige marked. Se bilaget for sammenhæng imellem markedsrisiko, risikotillæg og forrentningskrav

relation til elprisen. Skatteministeriet skriver i "Afgifts- og tilskudsanalysen på energiområdet, Delanalyse 6 – Fremtidigt tilskud til landvind" på s. 10:

*"... Baseret på økonomisk teori om investering under usikkerhed, kan denne usikkerhed som udgangspunkt bortdiversificeres i den samlede porteføljestyling, da usikkerheden ikke er systematisk relateret til markedsafkastet. I sådanne tilfælde påvirker den ikke forrentningskravet."*

Vi vurderer, at en sådan tilskudsordning med bagudrettet tilpasning af tilskudssatsen vil have flere problemer. For det første, er det ikke sikkert, at mindre investorer kan bortdiversificere den politiske risiko, alene pga. det simple faktum, at mange mindre investorer ikke vil have tilstrækkelige midler til at kunne sprede sine investeringer tilstrækkeligt over mange typer af aktiver. For det andet vurderer vi, at en bagudrettet fastlæggelse af tilskuddet vil øge den politiske risiko så meget, at det i meget væsentligt omfang vil forhindre udbygning med landvind i Danmark.

Det følger af økonomisk teori, at risiko med fordel allokeres hos den part, som har størst viden og indflydelse på risikoen udfald. Det politiske system må antages både at have størst indflydelse på, men også viden om, hvordan den bagudrettede tilpasning af tilskuddet vil formodes at udvikle sig. Ved at lægge den risiko for eksisterende vindmøller over på investoren, vil der også optræde et betydeligt "moral hazard" problem, hvor politikerne kan stille investorerne et højt tilskud i udsigt og herefter tilpasse tilskuddet nedad. Selvom politikerne ikke har denne hensigt eller forventes at gøre det, vil det stadigvæk betyde krav om en højere risikopræmie fra investorerne. Yderligere et argument imod bagudrettet tilpasning af tilskuddet er, at EU Kommissionen i Vinterpakken har advaret imod tilskudsordninger, der tilpasses retrospektivt.

Den tilskudsordning som vurderes næstmest risikofyldt for investoren er et fast tillæg. Et fast tillæg med prisloft, hvor investoren påtager sig hele risikoen for lavere elpris, men ikke kompenseres tilsvarende ved højere elpriser vil øge risikoen for investorerne.

Mindst risiko påtager investoren sig ved en tilskudsordning med fast pris, da investoren her er sikret en fast pris for elproduktionen i hele tilskudsperioden. I den danske CFD med fast pris for havvind falder tilskuddet bort i timer med negative elpriser. Dermed får investoren en downside, når der er negative elpriser. Hvis investoren skal betale "negativt tilskud" tilbage i timer, hvor elprisen er højere end strike price, får investoren ikke en tilsvarende upside ved høje elpriser. Dermed får investor en lidt højere risiko i en tilskudsordning, hvor der skal betales tilskud tilbage i de timer, hvor elprisen er højere end strike price.

Det omvendte billede ses for staten, hvor en ordning med høj risiko for investoren giver lav risiko for staten og vice versa.

## Tilskudsordningens betydning for forventet tilskudssats og tilskudsudgifter

Når forskellige tilskudsordninger påvirker investorens risiko forskelligt, så vil forskellige tilskudsordninger også udmønte sig i forskellige forrentningskrav. Som beskrevet, vil investeringer i et vindmølleprojekt være eksponeret for en række forskellige typer af risici.

For udviklere er der en risiko for, at projektet ikke bliver godkendt eller sent i udviklingsfasen viser sig ikke at være økonomisk rentabelt. Dermed vil udviklingsomkostningerne være tabt. Under anlægsfasen kan der opstå en række uforudsete omkostninger eller tekniske uheld, som kan øge investeringsomkostningen betragteligt, og dermed udhule forrentningen. Efter møllerne er sat i drift kan der igen opstå tekniske problemer, hvilket kan øge omkostningerne betragteligt, reducere produktionen og udhule forrentningen.

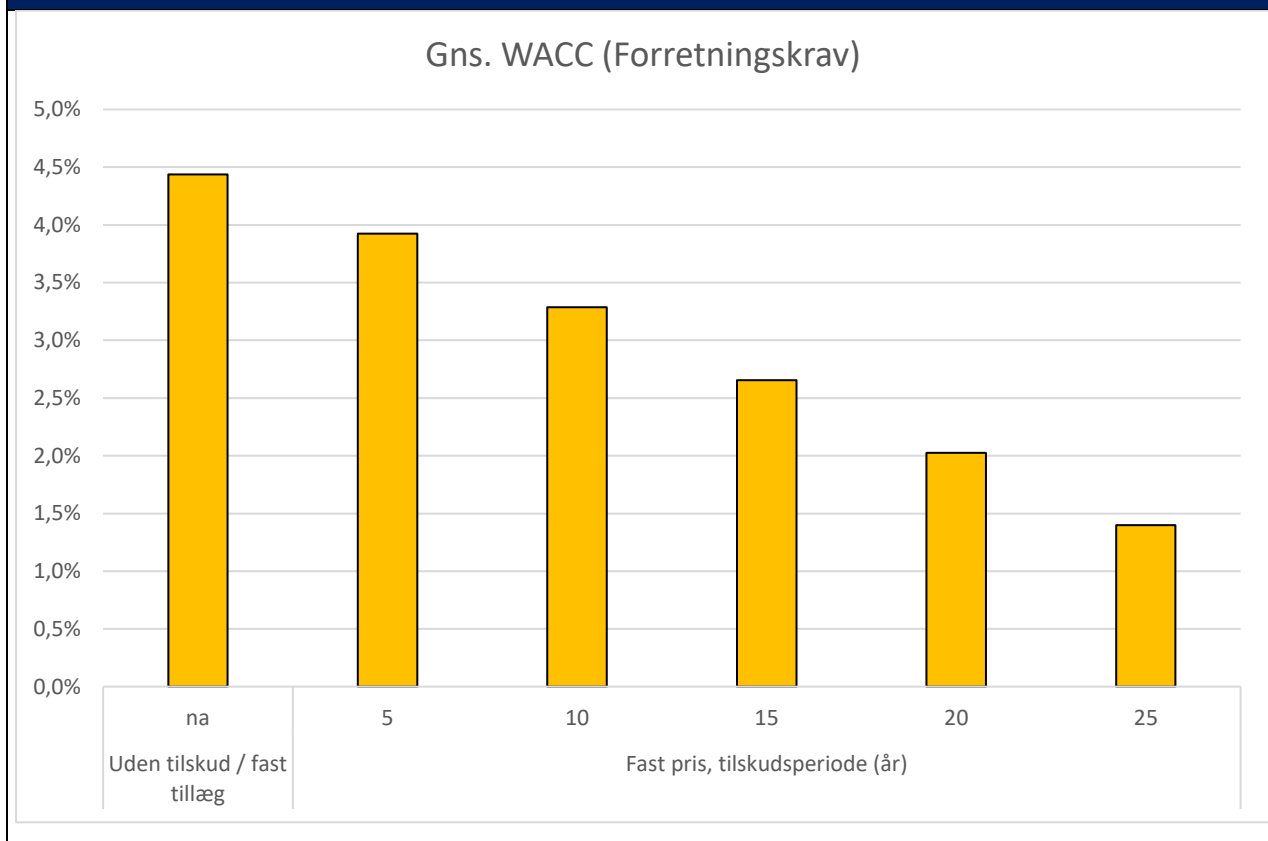
Alle disse elementer er projektspecifikke risici, som udvikleren/investoren kan indregne i sin investeringskalkule. De projektspecifikke risici er afhængig af udviklerens egne færdigheder og viden. Derfor kan de projektspecifikke risici håndteres effektivt af investoren og tekniske uheld mv. kan teoretisk set bortdiversificeres via spredning af aktiviteter.

Endeligt kan investoren have en forventning om, at elprisen enten vil være høj eller lav eller midt imellem henover projektets levetid. Investoren vil altså indlægge sin forventning til det forventede niveau for elprisen over projektets levetid. På baggrund af en sådan beregning kan investoren finde det forventede afkast af den potentielle investering.

Det beregnede forventede afkast kan herefter sammenlignes med *forrentningskravet*. Forrentningskravet er først og fremmest styret af det alternative afkast i markedet. Hvis pengene kan skabe et *bedre* afkast andre steder i markedet, vil investoren ikke sætte sine penge i et vindmølleprojekt. Når vi skriver et *bedre* afkast, frem for et *større* afkast, skyldes det at det ikke kun er det forventede afkast i procent, som har betydning for investoren. Det forventede udsving i afkastet har også betydning.

Tilskudsordningen har stor betydning for investorernes forrentningskrav. Som det fremgår af Figur 8, så vil det forventede gennemsnitlige forrentningskrav falde med godt 1,2 %-point, fra 4,5 % til 3,3 %, hvis tilskudstypen ændres fra et fast tillæg til en fast pris i 10 år. Hvis fast pris - perioden udvides til 20 år, vil det forventede gennemsnitlige forrentningskrav falde med ca. 2,5 %-point, fra 4,5 % til 2 %. Beregningen af forrentningskravet som funktion af risiko er gennemgået i det tekniske bilag.

Figur 8 Sammenhæng imellem gennemsnitligt forventet forrentningskrav og tilskudstype / tilskudsperiode over en vindmølles levetid (25 år), ekskl. projektspecifikke tillæg, før skat



**Kilde:** ESP Consulting, egne beregninger

**Note:** Figuren viser det markedsbaserede forrentningskrav, ekskl. tillæg for projektspecifikke risici, risici i forbindelse med projektudvikling og lign. Figuren siger dermed ikke noget om det endelige niveau for forrentningskravet, men tallene kan benyttes til at vise forskellen i forrentningskrav som funktion af tilskudstype og tilskudsperiode. Tallene er baseret på WACC-beregningen, med de finansieringsforhold mv. som er vist i det tekniske bilag. Første søjle viser, at der ikke er forskel på forrentningskravet med et fast tillæg i forhold til uden tilskud. Det skyldes, at samvariationen imellem indtjeningen og markedet er upåvirket af pristillægget.

Vi kan beregne hvor meget forskellen i forrentningskrav vil betyde for det tilskud, som investorerne vil kræve for at foretage investeringerne, baseret på et stiliseret landvindmølleprojekt, som følger de oplysninger som er givet i Teknologikataloget.

I **Tabel 4** har vi vist den forventede relative ændring i tilskudssatsen og tilskudsudgiften for staten for forskellige tilskudsmodeller. Ændringen er vist relativt til en model med pristillæg i en periode på 8 år, som illustrerer den nuværende ordning.

I alle eksemplerne er der benyttet en *elpris svarende til future-prisen på elmarkedet frem til 2026, herefter fremskrevet med en fremadrettet inflation på 1,5 % og et gennemsnitligt downlift på afregning af vind overperioden på knap 19 %*. Det er ikke udtryk for ESP Consultings

vurdering af elprisen, men tjener alene til eksempel for at vise tilskudsordningens betydning for den forventede tilskudssats. Forventningen til inflationen er baseret på gennemsnit af de sidste 10 år og prispres følger gennemsnittet fra Dansk Energis elprisscenarier.

Det skal bemærkes, at beregningen af tilskudssatser kun medtager de omkostninger, som er medtaget i Teknologikataloget. Dermed er der ikke medtaget køb eller leje af jord. Tabellen baserer sig altså alene på de tekniske omkostninger, som fremgår af Teknologikataloget og den markedsbaserede WACC, før tillæg af projektspecifikke risici. Tallene i tabellen er derfor ikke egnede til at vurdere det faktiske niveau for tilskudssatsen i nogle af tilskudsordningerne, men derimod alene til en komparativ sammenligning af de enkelte tilskudsordningers effekt på tilskudssatsen.

**Tabel 4 Effekt på tilskudssats af forskellige tilskudstyper og -perioder relativ til pristillæg i 8 år**

Tilskudstype / tilskudsperiode	8 år	10 år	15 år	20 år	25 år
<b>Øre / kWh (løbende priser)</b>					
Fast tillæg	b	b -3,2	b -7,5	b -9,6	b -10,8
Fast pris	b -2,6	b -6,0	b -10,7	b -13,2	b -14,9
<b>Mio. DKK pr. MW</b>					
Fast tillæg	K	k -0,04	k -0,12	k -0,19	k -0,26
Fast pris	k -0,48	k -0,66	k -1,11	k -1,51	k -1,86

**Kilde:** ESP Consulting, egne beregninger baseret på Teknologikataloget

**Note:** 'b' er udtryk for den tilskudssats som ville opnås på markedet ved udbud af pristillæg i 8 år.

Der er antaget en elpris svarende til futures pr. marts 2017 frem til 2026, herefter fremskrevet med en inflation på 1,5 %. Der er indlagt en levetid på 25 år og et downlift på i gennemsnit 19 % i vindmøllens levetid.

Samlet viser resultaterne af analysen, at der kan opnås en betydelig besparelse i de *forventede* tilskudsudgifter, hvis tilskudsordningen omlægges til en fast pris, uafhængigt af perioden. Den krævede tilskudssats reduceres således med ca. 3-4 øre/kWh ved at vælge en tilskudstype baseret på fast pris frem for fast tillæg. Denne sammenhæng gælder uafhængigt af valg af tilskudsperiode. Samlet set vil tilskudssatsen kunne reduceres med forventeligt 13,2 øre/kWh ved at omlægge tilskudsordningen til en fast pris i 20 år, frem for fast tillæg i 8 år. Det vil give staten en forventet besparelse på de tilbagediskonterede tilskudsudgifter for hele tilskudsperioden på 1,5 mio. DKK pr. MW landvind.

De overstående beregninger er baseret på en *ex ante* betragtning. Det vil sige, at beregningerne viser effekten på tilskuddet og statens tilskudsudgifter *under forudsætning af forventning til fremtidens elpris*. Som med alt andet i livet, så må valget af en tilskudsmodel foretages på baggrund af forventningerne til fremtiden.

Det er klart, at *hvis* elprisen bliver lavere end både investorerne og staten havde forventet, så vil statens tilskudsudgifter blive højere i en fast pris-ordning, hvorimod de vil være uændrede i en ordning med fast tillæg. Bliver elpriserne derimod højere end forventet, så vil statens tilskudsudgifter blive endnu mindre i en ordning med fast pris.

I en verden behæftet med usikkerhed, er det dog ikke muligt at fjerne enhver risiko fra både stat og investor. Denne analyse viser, at staten *i dag kan reducere de forventede tilskudsudgifter til landvind betragteligt, baseret på alt tilgængelig viden i markedet, ved at omlægge tilskudsordningen til en fast pris*. Omvendt vil staten selvfølgelig påtage sig en større del af elpriserisikoen på den måde.

## Fordeling af risiko imellem stat og investor

Jo mindre risiko investoren påtager sig, jo lavere vil forrentningskravet være. Så længe der er behov for tilskud til landvind betyder det, at en tilskudsordning, som fjerner risiko for investoren *alt andet lige* vil reducere markedskravet til tilskudssatsen og dermed statens tilskudsudgifter.

De lave CO<sub>2</sub>-kvotepriser kan i vidt omfang forklare, at der stadigvæk er behov for tilskud til landvind. Når CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er lav i dag er det samtidigt et tegn på, at investorerne ikke tror på, at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen vil være betydeligt højere i nær fremtid.

Ved at lave en tilskudsordning, som giver en fast pris, kan politikerne opnå 2 ting. For det første kan staten reducere sine forventelige tilskudsudgifter, fordi investorerne vil have et lavere forrentningskrav. For det andet kan staten sikre sig, at tilskudsudgiften falder såfremt der på europæisk plan opnås tilslutning til indgreb, som kan hæve CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og dermed elprisen.

Den del af elprisens udvikling, som bestemmes af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er i vidt omfang underlagt politiske beslutninger. Dermed vil en tilskudsordning med fast pris skabe overensstemmelse imellem placeringen af elpriserisikoen og aktørernes mulighed for at påvirke el-prisen. Der skabes med andre ord overensstemmelse mellem politikernes erklærede ønske om en højere CO<sub>2</sub>-kvotepris og det økonomiske incitament, i og med en højere CO<sub>2</sub>-kvotepris vil føre til lavere tilskudsudgifter for staten.

En sådan betragtning er ikke kun gyldig hvad angår CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, men gælder også for en række øvrige forhold, som er afgørende for elprisens udvikling og under delvis politisk kontrol. Energinet.dk har i september 2016 udgivet notatet "Hvad påvirker elpriserne i Danmark?". I notatet har Energinet.dk analyseret, hvordan en række parametre vil påvirke elprisen. I notatet bliver kul- og CO<sub>2</sub>-kvoteprisen fremhævet som særligt vigtige for elprisen, som også er vist i nærværende analyse. Dertil har klimatiske forhold i Norden (våd- / tør-år) stor betydning for elprisen. De klimatiske forhold er af gode grunde ikke underlagt politiske beslutninger, ligesom de klimatiske forhold typisk vil betyde udsving i elprisen fra år til år, men ikke afgøre elprisens strukturelle niveau på længere sigt. Derimod er både transmissionsforbindelser til udlandet og størrelsen af elforbruget afgørende for det strukturelle niveau for elprisen, ligesom det helt eller

delvist er underlagt politiske beslutninger. Udbygning med transmissionsforbindelser besluttet på politisk niveau, ligesom politikerne har en vis indflydelse på størrelsen af elforbruget, i og med at energifgifterne har afgørende betydning for elektrificeringen af samfundet.

De lave markedspriser på CO<sub>2</sub>-kvoter og el-futures viser, at markedet tvivler på, at politikerne i EU og Danmark træffer de nødvendige beslutninger, som vil øge elprisen til et højere strukturelt niveau. Ved at lave en tilskudsordning som en fast pris, påtager staten sig risikoen for elprisens niveau, men får samtidigt en up-side såfremt elprisen stiger. Udviklingen i den danske elpris er delvist underlagt de politiske beslutninger, som påvirker CO<sub>2</sub>-kvotepriserne og elektrificeringen. En fast pris vil dermed skabe en hensigtsmæssig sammenhæng imellem energipolitiske ønsker om højere CO<sub>2</sub>-kvotepriser og øget elektrificering på den ene side, og statens tilskudsudgifter på den anden side.

Endeligt ejes og drives en stor del af danske landvindmøller af mindre, private aktører, som ikke nødvendigvis har kapitalen til at sprede deres investeringer og en markedsportefølje, ligesom de med en mindre antal projekter i højere grad er eksponeret for projektspecifikke risici. Ved at give en fast pris skabes dermed bedre rammer for, at mindre lokale udviklere kan deltage i udbygningen med dansk landvind i fremtiden.

## Teknisk bilag 1: Prisen på risiko

Risiko er mange ting. Ved enhver investering er der en risiko for, at investeringen går galt, at projektet ikke lykkes, støder ind i tekniske vanskeligheder eller lignende. Det er såkaldt projektspecifik risiko, som i sidste ende påvirker det forventede afkast af en investering. For at give et eksempel:

Hvis en investering giver en gevinst på 100 DKK, men der er 50 % risiko for at investeringen fejler, så vil det forventede afkast være 50 DKK. Men med et meget stort udsving: Afkastet vil nemlig svinge imellem at være 0 DKK i det ene tilfælde og 100 DKK i det andet tilfælde.

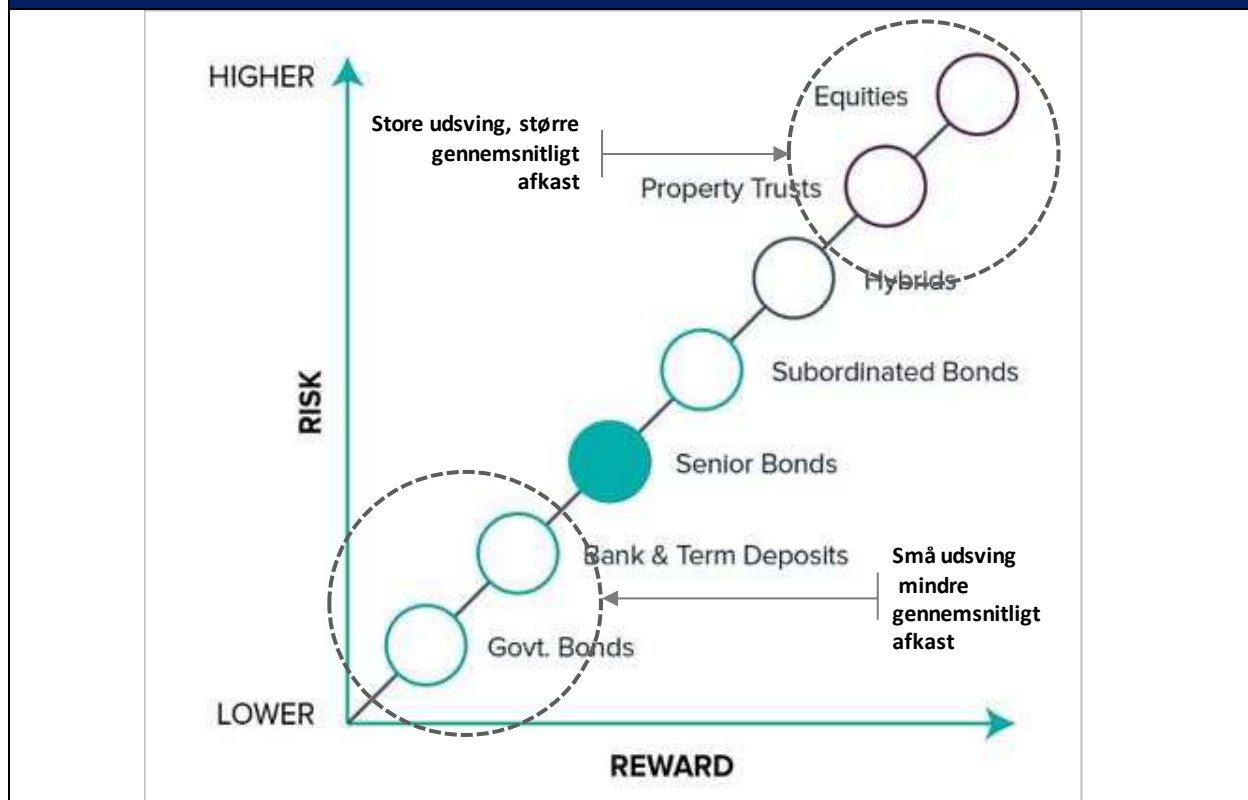
Hvis investoren kan fordele sin investering i mellem 50 projekter af samme art (med 1/50 del ejerskab i hver) er det klart, at det *forventede afkast* fra hver investering stadigvæk vil være 50 DKK. På samme tid fortæller de store tals lov dog, at *udsvinget* i det samlede afkast vil være betydeligt mindre. Alt andet lige vil man nemlig forvente, at de 25 af de 50 projekter lykkes og giver 100 DKK i afkast, og de 25 øvrige projekter mislykkes og giver 0 DKK i samlet afkast. Dermed bliver det forventede afkast 50 DKK., med et relativt lille forventet udsving.

Udsvinget i afkastet fra en investering er udtryk for risiko. Generelt vil investorer på markedet kræve betaling for risiko. Det kan vi se af markedet, hvor investeringer i projekter med stor risiko typisk giver en høj rente, hvorimod projekter med lille risiko typisk giver en lav rente, som illustreret i Figur 9.

Figuren illustrerer, at investeringer i sikre statsobligationer, bankindsud og andre sikre aktiver generelt giver en relativ lille rente, hvorimod investeringer i mere risikofyldte aktiver, såsom aktier, giver en højere forrentning. Her er det vigtigt at bemærke, at det er det *forventede afkast*, som er højere for risikofyldte aktiver. Det er altså ikke sådan, at man blot har et større forventet udsving imellem tab og gevinst ved risikofyldte investeringer, men også sådan at man i gennemsnit vil få større forrentning end i en sikker investering.



Figur 9 Sammenhæng imellem risiko og forrentning



Note: Illustrativ figur

Den sammenhæng imellem risiko og forrentning (krav til forrentning) skyldes, at investorerne er risikoaverse. Det betyder helt kort, at investorerne på markedet tillægger et givent tab en større negativ værdi end de tillægger den tilsvarende gevinst en positiv værdi. Det betyder samlet set, at selvom det forventede afkast er det samme, så vil den forventede værdi for investoren være mindre for investeringer med stor risiko. Af samme grund vil investoren altid kræve et større forventet afkast af en investering, hvis den er forbundet med større risiko.

En investor kan, som beskrevet ovenfor, minimere den projektspecifikke risiko ved at sprede sine investeringer over en flere aktiver. På den måde kan der opnås et relativt sikkert afkast på tværs af flere investeringer, som hver især kan have en betydelig projektspecifik risiko.

Af den grund giver markedet heller ikke automatisk et risikotillæg for projekt- (eller aktie-) specifikke risici. Aktiekursen for enkelte selskaber kan svinge meget, og er løbende genstand for store fald eller stigninger. Disse store udsving i de enkelte selskaber, aktier og investeringer kan investoren nemlig omgå ved at sprede sine investeringer.

Derimod findes der også en type af risiko, som investoren ikke kan omgå. Det er den risiko, som knytter sig til det samlede markedes bevægelser. For den risiko gives der en såkaldt *markedsrisikopræmie*.

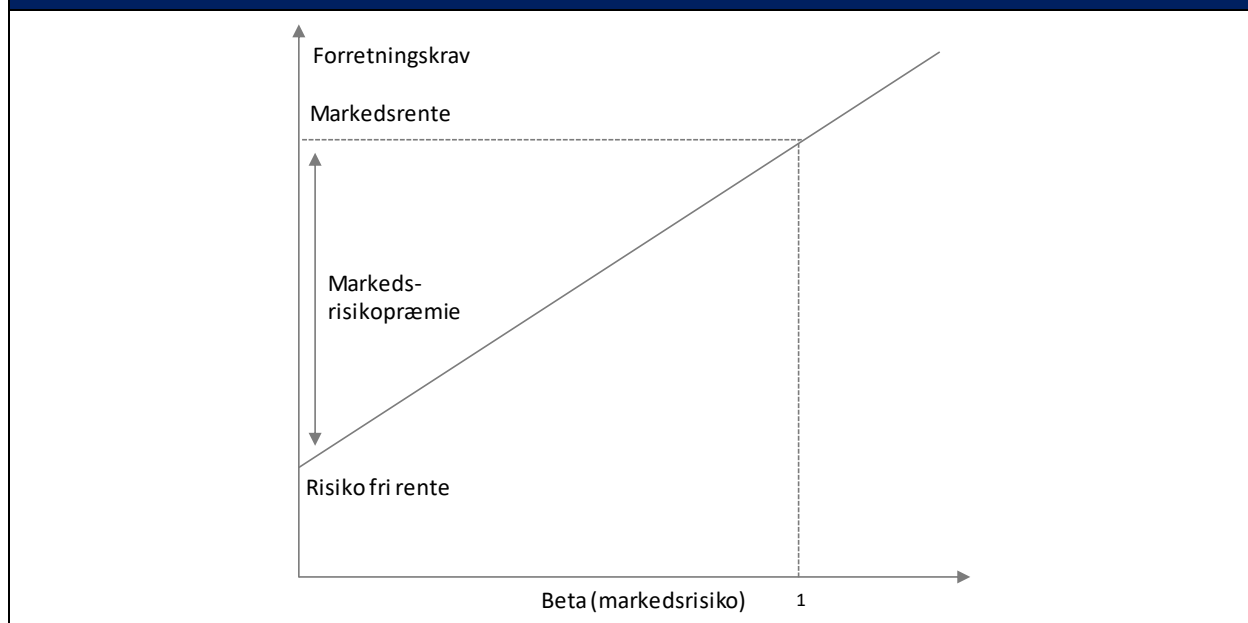
Selvom man kan sprede sin investering imellem en masse forskellige aktier, og dermed afskærme afkastet fra de store udsving på de enkelte aktier, så vil der stadigvæk kunne optræde et udsving i afkastet på den samlede investering. Det udsving stammer fra, at det samlede aktiemarked generelt bevæger sig op og ned over årene. Det er klart, at risikoen som stammer fra bevægelser i det samlede aktiemarked ikke kan udjævnes ved at sprede investeringerne. For den risiko, som stammer fra markedets samlede bevægelser, gives en såkaldt markedsrisikopræmie.

Nogle investeringer bevæger sig meget i takt med det overordnede marked, hvor andre investeringer ikke har nogen samvariation med markedet. Nogle typer af investeringer bevæger sig rent faktisk typisk modsat af det overordnede marked.

Det er altså forskelligt fra investering til investering, hvordan den påvirker udsvinget på ens samlede portefølje af investeringer i forhold til udsvinget på det samlede marked. Nogle investeringer vil trække udsvinget på ens samlede investering, eller portefølje, ned i forhold til udsvinget i markedet, hvor andre investeringer vil trække udsvinget på ens portefølje op i forhold til udsvinget på markedet.

Sammenhængen imellem samvariationen på markedet og forrentningskravet kan illustreres som i Figur 10. Den sammenhæng kan vi bruge til at beregne, hvordan tilskudsordningen vil påvirke markedets forrentningskrav til investeringer i vindmøller, og dermed i sidste ende den relative forskel på den forventede tilskudssats.

Figur 10 Stilliseret sammenhæng imellem risiko og forrentningskrav



**Note:** Illustrativ figur

Det kan sammenfattes til en relativ simpel model for *forrentningskravet* på en investering. Den model siger at forrentningskravet er lig med afkastet på en risikofri-investering + et tillæg for den risiko som er forbundet med investeringen.

Den risiko som er forbundet med investeringen kan beskrives via *markedsrisikoen*, når vi ser bort fra den projektspecifikke risiko. Markedsrisikoen er udtryk for den risiko, som opstår fordi investeringens afkast typisk vil bevæge sig delvist i takt med det øvrige marked. Når afkastet forventeligt vil bevæge sig i takt med markedet, så er det ikke muligt at eliminere denne risiko ved at sprede sine investeringer.

Det forhold bliver beskrevet i den meget anvendte "CAPM"-model (Capital Asset Pricing Model). Den model fortæller, at der gives et tillæg i markedsafkastet svarende til markedsrisikopræmien for aktiver som svinger i takt med markedet. For investeringer som svinger i takt, men med mindre udsving end markedet, gives der en reduceret markedsrisikopræmie. For investeringer som svinger modsat markedet gives en tilsvarende negativ markedsrisikopræmie.

CAPM-modellen kan opskrives som følger

$$\bullet \quad E[r_i] = r_f + \beta(E[r_m] - r_f)$$

Hvor  $E[r_i]$  er det forventede afkast på investeringen,  $E[r_m]$  er det gennemsnitlige markedsafkast inklusiv markedsrisikopræmien,  $r_f$  er den risikofri rente og  $\beta$  er udtryk for den

*systematiske risiko*. Den systematiske risiko måler kort fortalt samvariationen imellem det forventede afkast på markedet og det forventede afkast på den konkrete investering.

Den viden kan vi bruge til at beregne, hvordan forskellige tilskudsordninger påvirker forrentningskravet for investeringer i vedvarende energi, i denne rapport, eksemplificeret med landvind.

Udsvinget i elprisen udtrykker udsvinget i det løbende afkast på en vindmølle på markedsvilkår, *alt andet lige*. Vi kan dermed få et udtryk for samvariationen imellem afkastet på vindmøller på markedsvilkår og afkastet på markedet, ved at måle samvariationen imellem elprisen og aktiemarkedet generelt.

Samvariationen kan udtrykkes ved et mål, *beta*, der beregnes som kovariansen imellem afkast på de 2 investeringer, divideret med variansen på referenceinvesteringen. I nedenstående tabel har vi vist den beregnede *beta* imellem elprisen og markedet, hvor markedet er udtrykt ved det danske OMX C20-aktieindeks. Ser vi 10 år tilbage, så har der overordnet set været en periode med en stærk positiv samvariation imellem elpriserne og markedet fra og med 2008 og frem til 2012. Herefter har der været en periode frem til i dag med en negativ, men svagere samvariation i niveauerne. Ser vi på den daglige ændring, som udtryk for det daglige udsving ser vi i begge perioder og over hele perioden, en relativ stærk samvariation.

Set over alle mål bliver den gennemsnitlige beta-værdi 0,43. Det tal skal tages med de størst mulige forbehold. Der findes ingen 100 % korrekt opskrift på, hvordan beta skal opgøres, da værdien altid vil være afhængig af den anskuede periode, af hvordan afkast opgøres og på hvilken tidsopløsning mv. data opgøres.

I **Tabel 5** *Beta-estimer for elprisen* har vi vist samvariationen imellem OMX C20 og elprisen, som udtryk for afkastet på markedet og i et tænkt vindmølleprojekt. En anden typisk måde at opgøre *beta* for den slags projekter, er at sammenligne aktiekursen på selskaber der specialiserer sig i vindmøller med det generelle aktiemarked. I mangel af børsnoterede selskaber, som udelukkende fokuserer på vindenergi, kan der i stedet laves en analyse af samvariationen imellem selskaber som producerer el og det samlede aktiemarked. Den type af analyse finder ofte en beta-værdi omkring 0,5-1,5.<sup>12</sup> Den anslåede beta-værdi i nedenstående tabel er dermed på niveau, men noget lavere end analyser på selskabsniveau. Det kan skyldes, at større el-producenter typisk er eksponeret for andet og mere end elprisen i deres markedsrisiko, i og med deres aktiviteter breder sig over flere områder.

<sup>12</sup> Se f. eks. Washington State, Department of Revenue "Cost of capital study", 2014 for beta for en række selskaber under overskriften "independent power producers"

Tabel 5 Beta-estimer for elprisen

Beta, asset	OMX C20 vs. DK el-spotprise, 2008-2011	OMX C20 vs. DK el-spotpris, 2012-2016	Gennemsnit af begge perioder
<b>Niveau</b>			
På årsbasis	0,60	-0,13	0,23
På månedsbasis	0,54	-0,16	0,19
På daglig basis	0,52	-0,16	0,18
<b>Gennemsnit</b>	<b>0,55</b>	<b>-0,15</b>	<b>0,20</b>
Daglig ændring	0,60	0,73	0,66
<b>Samlet gennemsnit</b>			<b>0,43</b>

Kilde: ESP Consulting, egne beregninger

Den vigtigste udlægning af tabellen er, at investorer typisk vil kræve et markedsrisikotillæg for investeringer som afregnes på baggrund af elprisen, med eller uden fast tillæg. Det kan også skyldes det simple faktum, at mange mindre investorer ikke vil kunne sprede sine investeringer tilstrækkeligt over mange typer af aktiver, og derfor reelt vil være eksponeret for hele udsvinget i elprisen. Det er samtidigt klart, at en investor, som modtager en fast pris i en periode, ikke vil afkræve en markedsrisikopræmie i samme periode.

På den baggrund kan vi beregne hvordan udformningen af tilskudsordningen i sidste ende vil påvirke forrentningskravet, hvor forrentningskravet er beregnet ud fra den gennemsnitlige omkostning til kapital (WACC).

For at fuldføre en sådan beregning, bliver vi dog nødt til at gøre os en yderligere antagelse om hvor stor risikopræmie der kræves til enhver risikoprofil, samt hvordan vindmølleprojekterne i øvrigt finansieres. Til det formål har vi brugt analysen fra Energitilsynets analyse fra 2016<sup>13</sup>, som beregner et forventet, rimeligt forrentningskrav for danske netselskaber. I den rapport opgøres markedsrisikopræmien, som er det tillæg, der kræves for en investering med beta-værdien 1, til 5,5 %. Det betyder, at en investering med en beta-værdi med 1 tillægges en markedsrisikopræmie på 5,5 % oveni den risikofri rente. For en investering med beta-værdien 0,5 tillægges altså en markedsrisikopræmie på 2,75 % ( $5,5 \% * 0,5$ ), for en investering med beta-værdien 2) tillægges en markedsrisikopræmie på 11 % ( $5,5 \% * 2$ ) osv.

Fremmedkapitalandelen er opgjort til 50 % og gældsrisikoen (risikopræmie på gæld) til 1,35 %. Vi har i eksemplet fastlagt den risikofri rente til 0,62 %, svarende til renten på en 10-årig dansk statsobligation.

<sup>13</sup> Se Energitilsynet (2016), "Rapport om fastsættelse af forrentningen af elnetvirksomhedernes fremadrettede investeringer"

Tabel 6 Elementer til WACC beregning

Element i WACC-beregning	Værdi	Kilde
Risikofri rente	0,64%	Danmarks Statistik, Statistikbanken, tabel DNRENTD
Markedsrisikopræmie	5,50%	Energitilsynet (2016) "Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC)"
Beta, aktiv	0,43	ESP, egne beregninger
Fremmedkapitalsandel	50%	Energitilsynet (2016) "Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC)"
Selskabsskatten	22%	SKAT
Gældsrisikopræmie	1,35%	Energitilsynet (2016) "Forrentningen af netvirksomhedernes fremadrettede investeringer (WACC)"
Inflationsforventninger	1,5%	Gennemsnit af de seneste 10 års forbrugerprisindeks
Nominel WACC, før skat	4,5 %	ESP, egne beregninger

**Note:** Nogle studier finder en noget højere andel af fremmedkapital for investeringer i vindenergi i Danmark, f. eks. IEA Wind Task 26, hvor der angives en fremmedkapitalandel på 80 %. En højere fremmedkapitalandel har dog kun en lille betydning for forskellen i forretningskrav imellem de forskellige tilskudsordninger

På den måde kan vi beregne forrentningskravet som en WACC før skat på 4,5 % for den del af investeringsperioden, hvor afkastet er eksponeret for udsving i elpris. Det skal bemærkes, at dette *ikke* er udtryk for hvilken forrentning investoren vil kræve af sin investering *ex ante*, da den endelige forrentning før investeringsbeslutningen altid vil være påvirket af projektspecifikke risici, og kan variere meget med investorens økonomiske karakteristika. I den overstående tabel har vi benyttet værdierne fra Energitilsynets rapport, der er baseret på en analyse af danske netselskaber, som eksempel. For en tilskudsordning med en fast pris (ægte CFD) vil markedsrisikoen naturligt være 0 i hele tilskudsperioden, hvilket giver en WACC før skat på 1,4 %.

## Referenceliste

EU Kommissionen, DG Energy (2009)	Energy Trends 2030
Energistyrelsen (2017)	Basisfremskrivning 2017
IEA Wind, task 26 (2015)	Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012
Energistyrelsen (2017)	Datablade til Teknologikatalog
Dansk Energi (2016)	Elprisscenarier 2020-2035
Dansk Energi (2017)	Elprisscenarier 2020-2035
Energinet.DK (2016)	Energinet.dk's analyseforudsætninger 2016
Energistyrelsen (2015)	Basisfremskrivning 2015 + baggrundsrapport
Energistyrelsen (2016)	Notat om opdateret elprisfremskrivning til brug for udgiftsskøn ifm. sagen om overflyttelse af PSO til finansloven
Washington State, Department of Revenue (2014)	Cost of capital study
Energitilsynet (2016)	Rapport om fastsættelse af forrentningen af elnetvirksomhedernes fremadrettede investeringer