ENERGI STYRELSEN

NOTAT

1. juli 2014
J.nr. 4005/4007-0015
Klima og energiøkonomi
Ref: RIN/JLUN

Elproduktionsomkostninger for 10 udvalgte teknologier

Med udgangspunkt i Energistyrelsens teknologikataloger[1] samt brændsels- og CO2-kvotepriser fra IEA, er der foretaget en beregning af elproduktionsomkostninger for 10 udvalgte teknologier. De beregnede elproduktionsomkostninger er gennemsnitlige omkostninger for teknologier idriftsat i 2016. Beregningerne omfatter teknologier, der er interessante i en dansk kontekst.

De beregnede elproduktionsomkostninger er foruden de konkrete forudsætninger om omkostninger til investering, drift og vedligehold, brændsler samt CO2, også ganske afhængige af den anvendte rentesats og det antal år hvorover investeringen afskrives[2]. I beregningerne afskrives investeringerne over den tekniske levetid for hver teknologi, hvilket også er i overensstemmelse med praksis for samfundsøkonomiske beregninger.

De beregnede elproduktionsomkostninger omfatter en *grundberegning,* der anvender en realrente på 4 % (svarende til gældende samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger) og drift fra 2016-2035. Dertil kommer en *alternativ beregning* med samme forudsætninger omkring renter, men som omfatter drift fra 2021-2040. Endelig er der som en del af beregningerne gennemført *følsomhedsberegninger,* hvor renten er varieret.

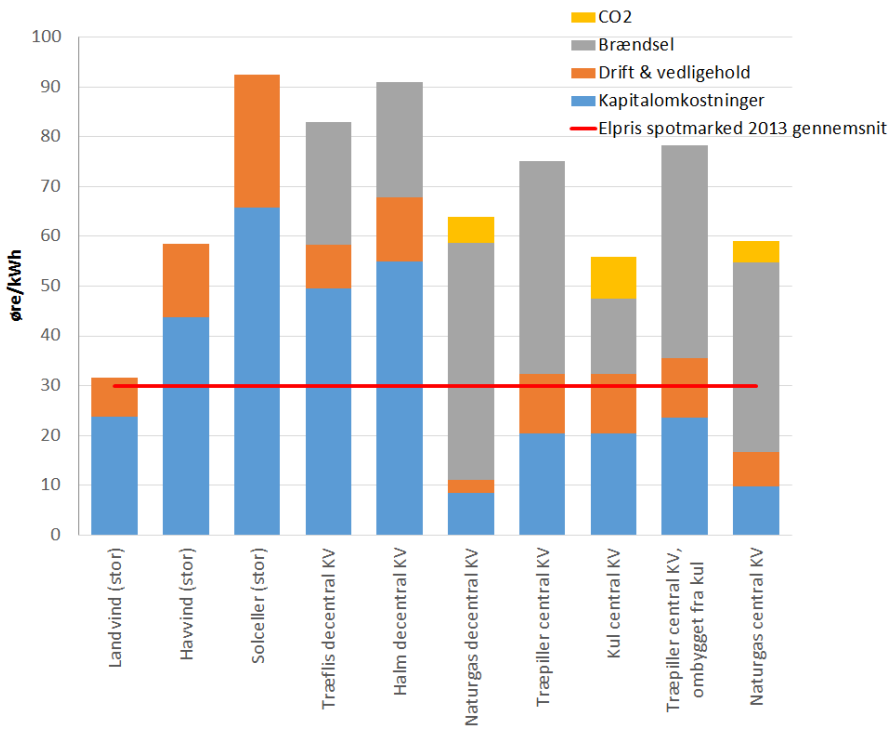
Grundberegningens resultater illustrerer teknologiernes elproduktionsomkostning for reel drift, men uden risikodækning, afgifter og tilskud. I følsomhedsberegningerne er risikodækning hos investorerne søgt illustreret ved at variere renten.

Resultaterne af grundberegningen vil kunne anvendes til at illustrere størrelsen af de udvalgte teknologiers elproduktionsomkostninger i forhold til hinanden, og vil dermed kunne indgå i flere sammenhænge. Det skal dog bemærkes, at elproduktionsomkostningerne for de forskellige teknologier kan blive påvirket af den samlede udvikling i energisystemet. Sådanne effekter vil bedst kunne illustreres ved scenarieanalyser. Det skal ydermere bemærkes, at der ikke er tale om fuldstændige samfundsøkonomiske vurderinger af de forskellige teknologier, da der bl.a. ikke indgår miljøeffekter og forvridningseffekter fra tilskud. Endelig skal det understreges, at de tal der fremgår af teknologikataloget, ikke nødvendigvis er gældende for konkrete projekter, hvor projektspecifikke forhold kan gøre sig gældende.

[1] http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger.
[2] Dette benyttes til at omregne investeringsomkostninger til en løbende kapitalomkostning.

Resultater for grundberegning (2016-2035)

I Figur 1 nedenfor sammenlignes elproduktionsomkostningerne i grundberegningen for de 10 forskellige teknologier.



Figur 1: Grundberegning - elproduktionsomkostninger for teknologier i drift fra 2016 og med 4 % rente (2014-priser).

Af Figur 1 fremgår det, at ud fra beregningen af elproduktionsomkostninger kan VE-teknologierne grupperes på fire niveauer, hvor 1 er billigste niveau:

1. Landvind er billigst.
2. Havvind, elproduktionsomkostningen er omtrent dobbelt så stor, som for landvind.
3. Nye centrale træpillefyrede værker og konvertering af eksisterende centrale kulkraftværker til træpiller.
4. Dyrest er solceller og decentrale biomassefyrede kraftvarmeværker.

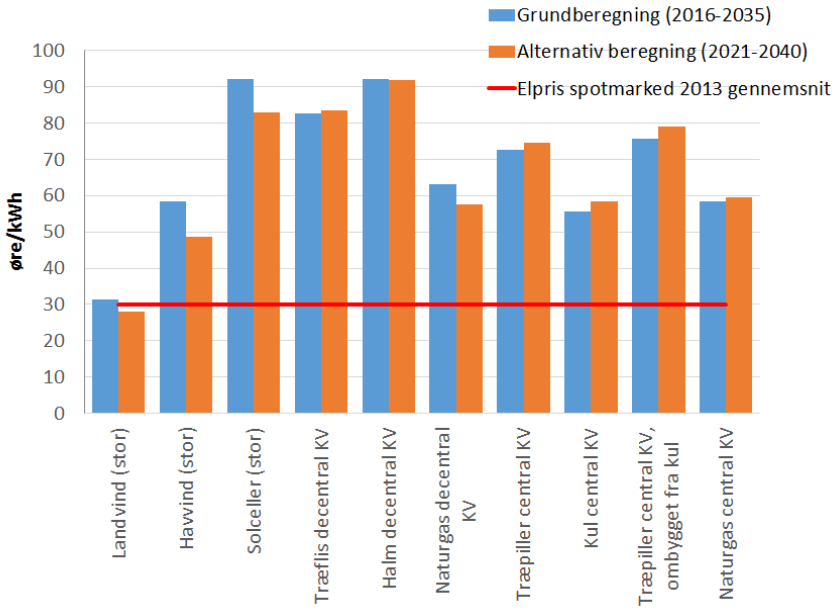
Når der ses på samtlige teknologier, viser Figur 1, at elproduktionsomkostningerne for landvind er lavest. Elproduktionsomkostningen for havvind er på samme niveau som for central/decentral naturgaskraftvarme og central kulkraftvarme. Herefter følger VE-teknologier som beskrevet i ovenstående listes punkt 3 og 4. Der gøres opmærksom på, at teknologiernes nøjagtige rangering skal betragtes med en vis forsigtighed grundet usikkerhed i forudsætninger. Dog er det et robust resultat, at landvind er den billigste el-produktionsteknologi.

Elproduktionsomkostninger sammenlignet med spotprisen.
I Figur 1 ses også den gennemsnitlige spotmarkedspris for el i 2013, som lå på omkring 30 øre/kWh[3]. Sammenlignes denne pris med de beregnede elproduktionsomkostninger, ses at omkostningerne for alle teknologier ligger over denne pris (bortset fra landvind, der er på samme niveau). Dette indikerer, at det ikke er rentabelt at opføre ny kapacitet med det niveau elprisen befinder sig på i dag.

Det skal bemærkes, at de termiske værker i en vis udstrækning har mulighed for at lægge deres produktion på tidspunkter, hvor markedsprisen ligger højere end det viste gennemsnit[4]. Den mulighed er der ikke i forhold til elproduktion på vindkraft og det kan nævnes, at opgørelser viser, at vindkraft i gennemsnit producerer på tidspunkter hvor spotprisen ligger under den gennemsnitlige pris[5].

Resultater for alternativ beregning (2021-2040)

I Figur 2 ses en sammenligning af resultaterne for den *alternative beregning* som omfatter teknologidata for 2020 og drift fra 2021-2040 med grundberegningen, som omfatter teknologidata for 2015 og drift fra 2016 til 2035.



Figur 2: Omkostninger ved elproduktion - sammenligning af grundberegningen og den alternative beregning, som er samme teknologier blot betragtet 5 år senere (2014-priser)

[3] Kilde: Nordpool: www.nordpoolspot.com

[4] Jf. rapporten "Elproduktionsomkostninger" udarbejdet af EA Energianalyse for Energistyrelsen (april 2014) har de termiske værker siden 2006 i gennemsnit afsat deres elproduktion til en pris der er 6-7 % højere end gennemsnitsspotprisen.

[5] Jf. rapporten "Elproduktionsomkostninger" udarbejdet af EA Energianalyse for Energistyrelsen (april 2014) har vindmøllerne siden 2006 i gennemsnit afsat deres elproduktion til en pris der er ca. 5 % lavere end gennemsnitsspotprisen.

Den alternative beregning resulterer i:

- Generelt lavere omkostninger til kapital og drift og vedligehold samt højere eller uændrede virkningsgrader. Dette skyldes, at teknologidata for 2020 er mere gunstige end dem for 2015 pga. af den teknologiske udvikling.
- 2-4 % højere brændselspriser og ca. 30 % højere CO2-priser grundet en forventning om, at priserne stiger yderligere fra 2036-2040.

Som det kan ses i Figur 2, resulterer den alternative beregning i lavere elproduktionsomkostninger for teknologier, der ikke anvender brændsel (solceller og vindkraft). Det samme gælder de teknologier, hvor effektivitetsforbedringer og fald i kapitalomkostninger er så store, at det opvejer stigningen i brændsels- og CO2-priserne. Dette gør sig gældende for decentral naturgasfyret kraftvarme og for central kraftvarme fyret med træpiller. Elproduktionsomkostningerne for de øvrige teknologier stiger, såfremt teknologi idriftsættes i 2021 i stedet for 2016.

Det skal bemærkes, at der ikke sker den store ændring i hvorledes teknologierne omkostningsmæssigt placeres i forhold til hinanden, når den alternative beregning sammenlignes med grundberegningen. VE-teknologierne kan grupperes akkurat som i grundberegningen, forskellen mellem landvind og havvind er dog blevet mindre. Omkostningen for havvind er fortsat på samme niveau som for el produceret på central/decentral naturgaskraftvarme og central kulkraftvarme. Dog er havvind nu lidt billigere end kulkraft, hvor det i grundberegningen var omvendt.

Figur 2 viser også den gennemsnitlige spotpris for el for 2013. Som beskrevet ovenfor indikerer denne, at det med grundberegningens elproduktionsomkostninger (idriftsættelse i 2016) ikke er rentabelt at opføre ny kapacitet med det niveau, elprisen befinder sig på i dag. Af Figur 2 ses, at dette også gælder for den alternative beregning (idriftsættelse i 2021), hvor elproduktionsomkostningen for etablering af ny landvind dog er lidt lavere end elprisen af i dag. Som nævnt tidligere viser opgørelser fra tidligere år, at vind i gennemsnit produceres på tidspunkter, hvor spotprisen for el ligger under den gennemsnitlige spotpris. Derudover skal det bemærkes, at etableringen af landvind er begrænset af planmæssige forhold, ligesom vindresurserne for de pladser der i 2020 forventeligt vil være til rådighed, muligvis vil afvige fra, hvad der er forudsat i beregningen af elproduktionsomkostningen.

Usikkerheder og følsomhedsberegninger

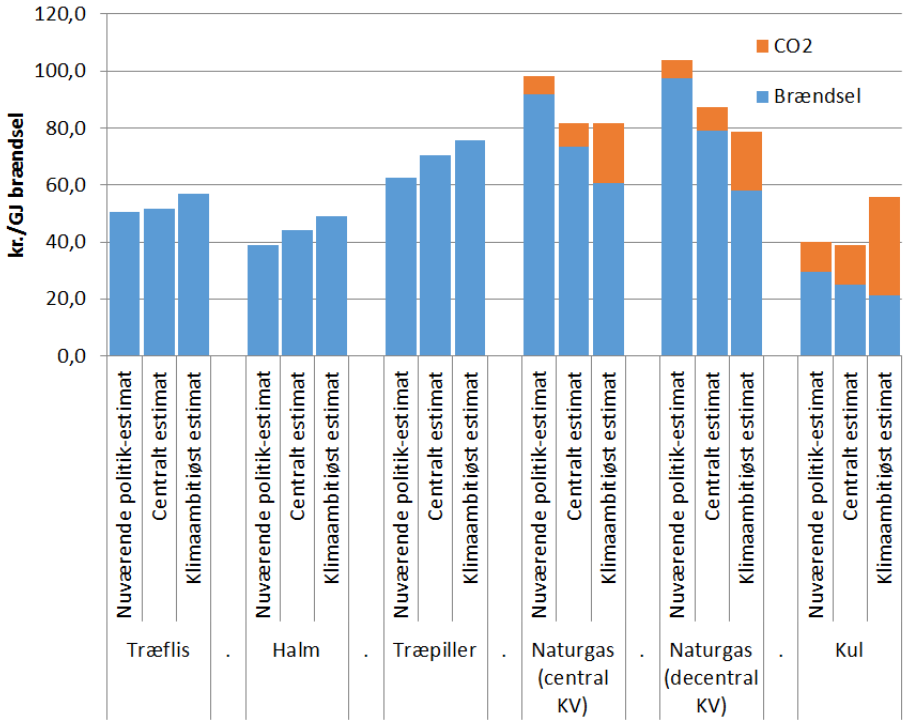
Beregninger af elproduktionsomkostninger er behæftet med usikkerhed. Dels er der usikkerhed omkring *data* (investering, drift og vedligehold og priser), dels er der usikkerhed omkring *tilgang* (rente, afskrivning, driftsperiode og drifttimer m.v.). Det kan for et centralt kulfyret kraftvarmeværk nævnes, at usikkerheden samler sig omkring priser for brændsel og CO2, men det er også usikkert, hvor mange drifttimer anlægget vil få, hvor stor en del af omkostningerne, der kan dækkes ved salg af varme, samt hvilken risikodækning investorerne kræver.

Usikkerhed omkring data

Usikkerheden omkring data er i beregningerne håndteret ved at anvende robuste kilder såsom Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikataloger samt IEA. Men uanset kilder vil der for

prognoser for brændsels- og CO_2-priser altid være stor usikkerhed, især når der som her ses på priser mere end 20 år frem i tiden.

Til illustration af denne usikkerhed er der udviklet et sæt af høje og lave priser svarende til IEA's tilgang, hvor en klimaambitiøs politik medfører højere biomassepriser og CO2-priser og lavere fossile priser og vice versa. Figur 3 viser disse priser, som har væsentlig betydning for de brændselsbaserede teknologier, hvor brændsels- og CO2-omkostninger i grundberegningen udgør mellem ca. 25 og 80 % af den samlede elproduktionsomkostning.



Figur 3: Brændselspriser (diskonteret gennemsnit for 2016-2035) anvendt i beregningerne (*centralt estimat* er anvendt i grundberegningen) fordelt på brændsler og prisscenarier (2014-priser).

I grundberegningen er det centrale estimat for CO2- og brændselspriser anvendt. Specifikt kan nævnes prisen på CO2, der er politisk bestemt, og som der er en høj grad af usikkerhed omkring. I grundberegningerne er prisen på 145 kr./ton[6], mens den nuværende pris ligger omkring 25-30 % af denne. Det høje skøn (*Klimaambitiøst estimat* i Figur 3) ligger på ca. 360 kr./ton[7], og det lave skøn (*Nuværende politik-estimat* i Figur 3) ligger på ca. 110 kr./ton[8].

Omkostningen for CO2 for central kulfyret kraftvarme er ca. 15 % af den samlede elproduktionsomkostning i grundberegningen (se Figur 3). Hvis CO2-prisen reduceres til dagens niveau, bliver elproduktionsomkostningen for kulkraftvarme reduceret med ca.10 %, mens den ville øges med ca. 20 % ved anvendelse af det høje skøn. Fastsættelse af CO2-prisen, der i høj grad

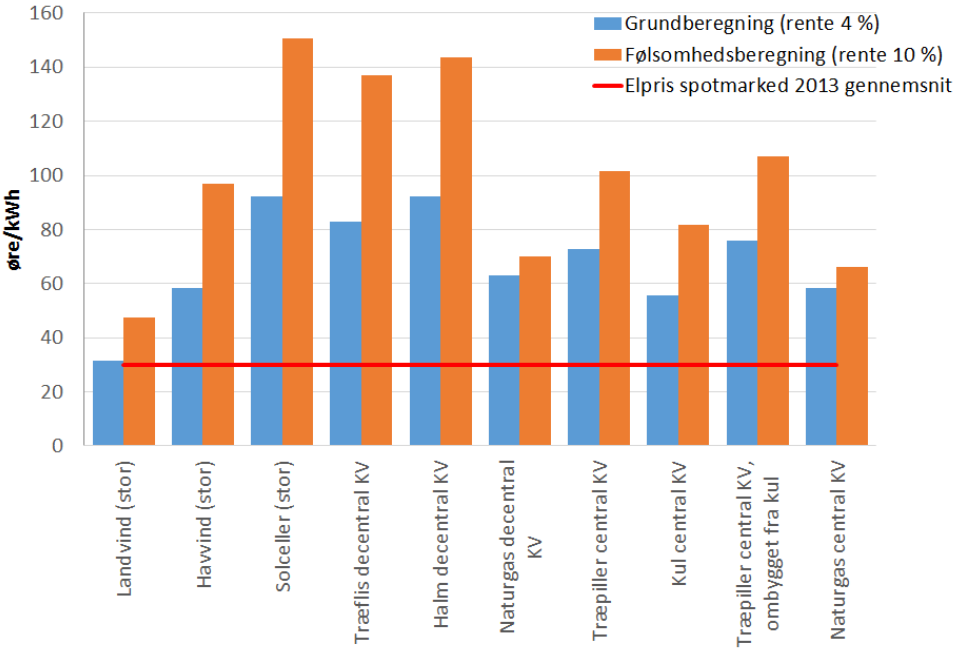
[6] Baseret på IEA's New Policy scenarie, og beregnet ved et diskonteret gennemsnit for 2016-2035.

[7] Baseret på IEA's 450ppm Policy scenarie, og beregnet ved et diskonteret gennemsnit for 2016-2035.

[8] Baseret på IEA's current Policy scenarie, og beregnet ved et diskonteret gennemsnit for 2016-2035.

er usikker, har således en betydning for konklusionen om, at elproduktionsomkostningen for havvind og central kulkraftvarme er på samme niveau.

Usikkerhed omkring tilgang
Usikkerheden omkring tilgang handler i høj grad om, hvilket billede beregningerne skal vise. Som nævnt i indledningen, viser grundberegningen et billede af den reelle drift, men uden risikodækning, afgifter og tilskud. Investorernes risikodækning giver sig til udtryk ved bl.a. det afkast, som de kræver, og er i
Figur 4 illustreret ved en følsomhedsberegning, hvor renten er 10 %[9].



Figur 4: Sammenligning af grundberegningen (4 % rente) med følsomhedsberegning med realrente på 10 %.

Som det ses af Figur 4, bliver elproduktionsomkostningen højere for alle 10 teknologier, når renten hæves til 10 %. Den relative stigning er størst ved de teknologier, hvor kapitalomkostningen udgør en stor andel af den samlede omkostning, og som har en lang levetid (inkl. byggetid). Som det kan ses af figuren har en højere rente størst betydning for havvind, solceller og biomassefyrede decentrale kraftvarmeværker og meget begrænset betydning for de naturgasfyrede værker, hvor en stor del af omkostningen går til brændsel.

I Figur 4 vises også den gennemsnitlige spotpris for el for 2013. Som beskrevet ovenfor viser sammenligning af grundberegningens elproduktionsomkostninger med spotprisen, at det ikke er rentabelt at opføre ny kapacitet, med det niveau elprisen befinder sig på i dag. Figur 4 viser, at dette i endnu højere grad gælder ved en rente på 10 % og indikerer således, at elprisen skal øges væsentligt i forhold til i dag, før det på markedsmæssige vilkår (inkl. risikodækning og ekskl. tilskud) er rentabelt at investere i ny elproduktionskapacitet.

[9] Jf. rapporten "Elproduktionsomkostninger" udarbejdet af EA Energianalyse for Energistyrelsen (april 2014) er 10 % realrente vurderet til at svare til en kommerciel investors forrentningskrav inklusiv risikopræmie, forudsat, at der er stor usikkerhed omkring investeringen fx pga. forhold vedrørende den fremtidige regulering.

Forudsætninger

Investeringer, variable og faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er i grundberegningen baseret på data for 2015 fra Energistyrelsens teknologikatalog fra 2014[10] (i den alternative beregning er data for 2020 anvendt). Investeringerne omfatter alt fysisk udstyr, herunder infrastruktur som fx nettilslutning for havvindmøller. Eventuelle omkostninger til at sikre nødvendig backup-kapacitet eller lignende indgår ikke i beregningerne.

Brændselspriser- og CO2-kvotepriser er i grundberegningen valgt som en gennemsnitspris for perioden 2016-2035 (i den alternative beregning er perioden 2021-2040 anvendt)[11]. Priser for fossile brændsler og CO2 er baseret på IEA's World Energy Outlook 2013[12] og priser for biomasse er fra en analyse foretaget for Energistyrelsen i foråret 2013[13]. For landvind, havvind og sol regnes der med hhv. 3.000, 4.100 og 850 årlige fuldlasttimer, hvilket svarer til forudsætninger for nye anlæg angivet i teknologikataloget for 2015 (i den alternative beregning er 2020-data anvendt). Fuldlasttimer for kraftvarme er beregningsteknisk sat til 4.000 fuldlasttimer/år, og dertil regnes der for de centrale værker med yderligere 1.000 timer pr. år i kondensdrift.

Derudover skal bemærkes følgende:

- For kraftvarme er der ikke en entydig metode til fordeling af omkostningerne på hhv. el- og varmeproduktion. Der er her rent beregningsteknisk anvendt en varmevirkningsgrad på 125 % til at henføre brændselsomkostning til varmeproduktion, mens hele kapitalomkostningen samt drift og vedligehold er indregnet på elproduktionen. En højere varmevirkningsgrad vil øge den beregnede produktionsomkostning for elproduktionen, mens en vis henføring af kapitalomkostning til varmesiden ville trække modsat.
- For centrale kul- og træpillefyrede værker er der regnet på udtagsværker baseret på en dampturbine.
- For centrale naturgasfyrede værker er der regnet på et *combined cycle* udtagsværk baseret på en gasturbine i kombination med en dampturbine.
- For decentrale biomassefyrede værker er der regnet på modtryksværker baseret på en dampturbine.
- For decentrale naturgasfyrede værker er der regnet på et *single cycle* modtryksværk baseret på en gasturbine.

[10] Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion, foråret 2014.

[11] Priserne for perioden er diskonteret ved en rente på 4 %, hvilket er i overensstemmelse med praksis for samfundsøkonomiske beregninger.

[12] Udarbejdet af EA Energianalyse for Energistyrelsen i 2014 (projektet er endnu ikke endeligt afsluttet), priserne efter 2020 er IEA's New Policy scenarie (deres middelskøn) korrigeret for danske forhold (herunder transport, transmission og distribution).

[13] Udarbejdet af EA Energianalyse "Analysis of biomass prices, future Danish prices for straw, wood chips and wood pellets", juni 2013.

- For solceller er investeringsudgiften nedjusteret ift. teknologikataloget til 9 mio. kr./MW for et stort nettilsluttet anlæg placeret på jorden, da teknologikatalogets nuværende 2015-data for investeringsomkostninger for solceller skønnes forældet. I 2020-beregningen er der for solceller for investering samt for drift og vedligehold foretaget en lineær interpolation imellem ovennævnte data for 2015 og teknologikatalogets data for 2030.