

Opdatering af teknologikatalogets solcelledata oktober 2017

Energistyrelsen og Energinet udarbejder i fællesskab teknologikataloger til brug for vurderinger af udviklingen på energiteknologiområdet. Katalogerne bruges i forbindelse med modelarbejde og fremskrivninger. Katalogerne opdateres løbende for at sikre, at de bedst tilgængelige data er til rådighed.

I forbindelse med opdateringsarbejdet er kapitlet solceller prioriteret fordi specielt store markbaserede solcelleanlægs investeringsomkostning er faldet betydelig hurtigere end hvad der forventes i det eksisterende kapitel, som er en del af kataloget produktion af el og fjernvarme og er sidst opdateret i 2015.

Fokus for opgaven har været at opdatere de økonomiske data i kataloget for store markbaserede anlæg for årene 2015, 2020, 2030 og 2050, dvs. investeringsomkostninger for nye anlæg og O&M for nye anlæg. Analysen har dog vist, at det er nødvendigt også at opdatere en række forudsætninger vedrørende produktionsforhold.

Investeringsomkostningen og produktionen i fuldlasttimer vises både i forhold til anlæggets dimensionerede kapacitet til nettet (AC-kapacitet) og solcellepanelernes peak kapacitet (DC-kapacitet). Som vi senere vil redegøre for, kan forholdet mellem DC og AC kapacitet variere en del afhængigt af anlæggets specifikke konfiguration. Analysen peger desuden på, at DC/AC forholdet for det typiske anlægs dag er større end antaget i teknologikataloget for 2015.

Alle priser i notatet er i 2015 priser hvis ikke andet er angivet.

I tabellen herunder vises et udsnit af parametre, for det opdaterede dataark for markbaserede solceller.

DKK-2015	2015	2020	2030	2050
DC/AC _{MAX} sizing factor (W_p/W_{acmax})	1.35	1.35	1.35	1.35
Peak power full load hours (kWh/k $W_{p(dc)}$)	994	1,051	1,085	1,120
Full load hours (kWh/kW _{acmax})	1,342	1,419	1,465	1,511
Specific investment, total system (2015-€/W _p)	1.08	0.62	0.51	0.41
Specific investment, total system (2015-€/W _{acmax})	1.46	0.83	0.69	0.56
Fixed O&M (2015-€/MW _p /y)	9,500	8,100	6,500	5,500
Fixed O&M (2015-€/MW _{acmax} /y)	12,800	10,900	8,800	7,400

Tabel 1 Anbefaling til opdatering af teknologidata for store markplacerede solcelleanlæg i Energinet og Energistyrelsens teknologikatalog 2017.

Til at belyse dagens omkostningsniveau anvendes primært to informationskilder:

- Interviews med solcelleleverandører
- Afregningspriser for udbud af solcelleprojekter i Danmark og Tyskland gennemført i løbet af 2016 og 2017

Desuden sammenlignes med observerede priser fra USA opgjort af NREL og GTM Research.

Afslutningsvis gives en anbefaling til opdatering af katalogets data.

Interview med solcelleleverandører

Der er gennemført interview med to solcelleleverandører.

Solcelleleverandør 1 oplyser, at nye projekter kan opføres til ca. en omkostning på ca. 0,51M€. per MW_{peak}. Dette er de rå omkostninger for projektet, dvs. uden uforudsete omkostninger og profit til projektudvikleren. Leverandør 1 oplyser, at konkrete projekter er solgt videre til en pris, der ligger ca. 20 % over opførelsesomkostningen.

Solcelleleverandør 2 oplyser en samlet pris per 0,55M€. per MW_{peak} ekskl. uforudsete omkostninger og 0,66 M€ per MW_{peak} inkl. uforudsete omkostninger.

Solcelleleverandør 2 oplyser, at finansieringen vil ske over en 30 års periode.

Solcelleleverandør 2 oplyser, at når projekterne er færdigudviklede og i drift, vil de ofte kunne videresælges til finansielle investorer til en merpris på op til 20 %. Med de seneste udbud er konkurrencen dog skærpet, og den merpris, der kan opnås ved videresalg til finansielle investorer, vil derfor også være lavere.

Samlet set vurderes der at være god overensstemmelse med oplysningerne fra de to leverandører.

Tabel: Oplysninger fra solcelleleverandør 1 og 2

	Solcelle leverandør	
	nr. 1	nr. 2
	M€/ MW _p	M€/ MW _p
Panel	0.3	0.31
Inverter	0.06	0.03
Transformer, kabler, nettilslutning	0.05	0.05
Hegn og stål	0.06	
Sub-structure		0.06
EPC Engineering, procurement, and construction	0.06	
Montering og øvrig		0.10
Uforudsete udgifter		0.11
I alt uden uforudsete udgifter	0.51	0.55
I alt med uforudsete udgifter		0.66

Typisk fuldlasttimer i forhold til Wp oplyst	1050-1100	1031
DC/AC _{nomiel} faktor oplyst	1.44	1.45
DC/AC _{max} faktor oplyst		1.32
Tab pga . Høj DC/AC faktor	Ikke oplyst	1%

O&M €/MW _p	5,000 Ekskl. omkostning til udskiftning af invertere og til landleje	
O&M €/MW _{AC nomiel}		12,500

Udviklingen i panelpriser kan løbende følges på hjemmesiden <http://pvinsights.com/> . Medio september 2017, er de lavest observerede priser på 0,28 USD/Wp (0,23 EUR/Wp¹) for den type polypaneler, der normalt anvendes på danske markanlæg. Gennemsnitsprisen ligger på 0,322 USD/Wp

¹ Ved kurs på 1,19 mellem EURO og USD

svarende til ca. 0,27 EUR/Wp. Priserne er faldet ca. 0,02 EUR/Wp siden juli i år.

Analyse af solcelleudbud

I løbet af 2016 og 2017 har der været gennemført en række udbud af solcellekapacitet, som har resulteret i lavere afregningspriser end forventet af de fleste analytikere. Prisreduktionen afspejler formentlig både teknologisk udvikling og hårdere konkurrence blandt både teknologileverandører og projektudviklere.

Udbud af VE
kapacitet i 2016

Et udvalg af udbuddene er præsenteret nedenfor i Tabel 2. Her er alene fokuseret på tyske og danske udbud, hvor produktionsforhold og rammer er bedst kendt. I det danske solcelleudbud er der konkurreret om laveste tillæg til markedsprisen (dvs. market premium), mens de tyske udbud er gået på laveste faste afregning i en aftalt periode (dvs. feed in tariff som udmøntes via en contract for difference, CfD). Støtten gives i alle de analyserede udbud over 20 år.

Udbud	Tidspunkt for offentliggørelse af bud	Seneste opførelsestidspunkt	Bud*	MW udbudt	Støtte
Fjerde Tyske PV udbud i 2016	April 2016	April 2018	552 Kr./MWh	200	Fast pris /CfD
Femte Tyske PV udbud i 2016	Aug 2016	Aug 2018	540 Kr./MWh	125	Fast pris /CfD
Tysk PV udbud (DK etablering) 2016	Nov 2016	Nov 2018	401 Kr./MWh	160	Fast pris /CfD
Sjette Tyske PV udbud i 2016	8 Dec. 2016	Dec 2018	514 Kr./MWh	125	Fast pris /CfD
PV Udbud, DK 2016**	12 Dec 2016	Dec 2018	129 Kr./MWh	22	Premium
Første tyske PV udbud i 2017	1. februar 2017	Feb. 2019	490 kr./MWh	200	Fast pris /CfD
Andet tyske PV udbud i 2017	1. juni 2017	Juni 2019	422 kr./MWh	201	Fast pris /CfD

Tabel 2: Udvalg af VE udbud² *De angivne budpriser viser den gennemsnitlige budpris for de vindende bud. ** Udbuddet var åbent for projekter i Tyskland op til 2,4 MW, men der blev ikke afgivet tilbud vedrørende solcelleanlæg i Tyskland

² Beskrivelse af tyske udbud i 2017: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html;jsessionid=FE197F920D7D64ED2E74A5DD09E045CA?cms_docid=577124
Samt 2015 og 2016 udbud her https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2015_2016/Ausschreibungen2015

For at vurdere, i hvor høj grad priserne fra teknologikataloget er up-to-date med den gældende udvikling og omkostningerne for nye anlæg, har vi i det følgende estimeret de bagvedliggende investeringsomkostninger på baggrund af de observerede bud præsenteret i Tabel 3. For at udlede investeringsomkostningerne er det nødvendigt at foretage en række antagelser omkring det anvendte forrentningskrav (WACC), den forventede inflation, den økonomiske levetid for anlæggene og udviklingen i markedsprisen for el.

Elmarkedspris og
beregning af støtte

Vi forudsætter at investorerne i elmarkedet forudsætter en afregningspris i elmarkedet på 20 øre/kWh i 2020 stigende til ca. 29 øre/kWh i 2030 og fremefter (DKK16). Denne vurdering er foretaget af Ea Energianalyse på baggrund analyser af elmarkedet.

For de udbud, der har en fast tidsbegrænset indtjening, er markedsprisen for el først for alvor relevant, når det tidsbegrænsede tilskud er udløbet. I Tyskland gives støtten som en CfD i forhold til afregningsprisen for den gennemsnitlige tyske solcelleproduktion. Hvis et givet solcelleanlæg producerer i timer med højere markedspriser end det gennemsnitlige solcelleanlæg, ligger her en potentiel gevinst og omvendt en økonomisk straf, hvis anlægget producerer i timer med lavere elmarkedspriser. Det er i beregningerne forudsat, at de nye solcelleanlæg afregner til samme pris som det gennemsnitlige solcelleanlæg.

Udgifter til balancering i elmarkedet afholdes af solcelleejeren. Det forudsættes, at omkostningen hertil er 12 kr./MWh (DKK16).

Værdi af "grøn strøm"

Det antages som udgangspunkt, at investorernes eneste indtægtskilde er enten budprisen eller afregningsprisen i elmarkedet.

Det er imidlertid en mulighed, at investorerne har solgt eller planlægger at sælge strømmen til forbrugere (virksomheder eller private), som er villige til at betale en merpris for grøn strøm. Dokumentationen for grøn strøm sker i form af oprindelsesgarantier, som udstedes til ejeren af solcelleanlægget.

[16 node.html](#). Beskrivelse for Betingelser for pilotudbud af pristillæg for elektricitet fremstillet på solcelleanlæg (det danske 20 MW udbud)
[https://www.ethics.dk/asp5/tender/ens_0501_20160831.nsf/stdtdocs/12C261691BBD3646C125802100311AF0/\\$file/Udbudsbetingelser%20for%20solpilotudbud.pdf](https://www.ethics.dk/asp5/tender/ens_0501_20160831.nsf/stdtdocs/12C261691BBD3646C125802100311AF0/$file/Udbudsbetingelser%20for%20solpilotudbud.pdf)

Danskstøttede anlæg kan modtage oprindelsesgarantier for den produktion, de leverer. Derimod kan tyskstøttede anlæg ikke få oprindelsesgarantier, uanset om de ligger i Tyskland eller i Danmark. En potentiel merindtægt er således kun i spil for det danske 20 MW udbud

Prisen på oprindelsesgarantier har i flere år ligget på 0,15 – 0,19 øre/kWh fra oprindelsesgarantier fra eksisterende vindmøller eller solcelleanlæg. Oprindelsesgarantier fra biomasse, affald og vandkraft er lidt billigere og ligget på 0,11 – 0,13 øre/kWh.

Derudover findes der en række frivillige ordninger eg. TÜV, Bra Miljöval, EKOenergy med flere, der som regel administreret af NGO'er. Hvis anlægget er certificeret til disse ordninger, kan der opnås en højere pris typisk omkring 0,3 – 0,5 øre/kWh, men der er en begrænset efterspørgsel på disse.

Eksempelberegning: Antages det, at en aktør kan opnå en merpris på ca. 0,2 øre/kWh for den grønne værdi over hele projektets levetid på forventet 30 år, vil det svare til en nutidsværdi på ca. 30.000 kr. per MW_p under danske sol- og produktionsforhold. I praksis kan nutidsværdien være lavere, da det er usikkert om oprindelsesgarantierne vil have værdi over hele projektets levetid. Mange af de elhandlere, der sælger grønne produkter til forbrugeren³, fokuserer således på vindmøller og solcelleanlæg, der højst er to år gamle, fordi støtte til nye anlæg særligt vurderes at tilskynde til udbygningen med vedvarende energi.

Samtidig sælges der grønne elprodukter til slutforbrugerne til et betydelig højere merpris, helt op til 10-12 øre/kWh inkl. moms for enkelte produkter, mens en stor del ligger omkring 2-4 øre/kWh. Der findes en oversigt over de forskellige produkter på hjemmesiden www.grøntvalg.dk. Dette indikerer en potentielt højere betalingsvillighed blandt forbrugerne. Antages det, at investoren i solcelleparken kan opnå en grøn værdi på 2 øre/kWh over 5 år vil det svare det til en nutidsværdi på 90.000 kr. pr MW_p.

Samlet set vurderes indtægten fra salg af oprindelsesgarantier er af begrænset betydning for solcelleanlæggenes økonomi, og der er derfor set bort herfra i det efterfølgende.

³ <http://xn--grntvalg-1cb.dk/el-produkterne.html>

D&V omkostninger	<p>Vi har i beregningerne valgt at fastholde D&V omkostningerne på samme niveau per MW_p som i eksisterende teknologikatalog. Man kan argumentere for, at lavere investeringsomkostninger for solcelleanlægget også vil resultere i lavere D&V omkostninger, fx fordi udskiftning af komponenter undervejs så også vil være billigere. Samlet set vurderes hovedparten af D&V omkostningerne dog at være uafhængige af anlæggets initialomkostning, og på baggrund af drøftelserne med solcelleleverandørerne er det valgt at fastholde disse på det eksisterende niveau.</p>
WACC	<p>Særligt forretningskravets størrelse har stor betydning for analysen af investeringsomkostningen. Beregningerne er derfor foretaget for to niveauer hhv. 3,5 % og 5 % (realrente) og en økonomisk levetid på 30 år. Projekter med en fast afregning vurderes at være forbundet med forholdsvis lille økonomisk risici for investorerne, og da renterne i lånemarkederne aktuelt er meget lave, kan man godt forestille sig, at nogle projekter gennemføres med den lave WACC på fx. 3,5 % (70 % lånefinansiering til 1,5 % realrente og 30 % egenkapital med forrentning på 8 % realrente).</p> <p>De anvendte forrentningskrav afspejler projektudviklerens perspektiv. Når anlægget først er idriftsat, og afregningen med TSO'en er på plads mv., er det en sikrere investering, hvilket åbner op for at det eventuelt kan sælges videre til en højere pris til finansielle institutioner, som har et lavere forrentningskrav.</p>
Inflation	<p>I modsætning til de budsystemer, som ses i visse andre lande, inflationskorrigeres budpriserne i Danmark og Tyskland ikke. Om der inflationskorrigeres eller ej kan have væsentlig betydning for værdien af tilskuddet på længere sigt. Til at estimere betydningen af inflation anvendes Energistyrelsens BVT-deflator. Denne antages at ligge på gennemsnitligt 1,97 % fra 2020 til 2035. Det skal bemærkes, at inflationen de sidste 5 år har været lavere, gennemsnitligt ca. 1,5 %</p>
Anlæggets produktion	<p>Ved beregningen er det desuden nødvendigt at tage højde for, at antallet af fuldlasttimer varierer afhængigt af den geografiske placering. Produktionsforholdene er som udgangspunkt baseret på teknologikatalogets forudsætninger for Danmark. En mini-analyse af placeringer i Danmark og Tyskland vha. værktøjet "Photovoltaic geographical information system – PV GIS", som EU Kommissionens Joint Research Centre stiller til rådighed, indikerer, at der ikke er nævneværdig forskel på solresursen for danske og</p>

tyske placeringer⁴. Der er derfor anvendt samme forudsætninger de tyske anlæg som for de danske.

Dialog med solcelleleverandørerne viser, at de forudsætter en lidt større produktion per MWpeak fra anlæggene end forudsat i eksisterende teknologikatalog. Det skyldes dels, at anlæggene generelt placeres på lokationer i Danmark, der er lidt mere solrige end gennemsnittet for landet. Desuden er den gevinst, der indregnes fra orientering og tiltning mod syd - udtrykt i den såkaldte transpositionsfaktor typisk 1,15 mod 1,10 i kataloget. Samlet set resulterer disse to faktorer i 1051 fuldlasttimer per MW_p i 2020 mod 996 fuldlasttimer i det eksisterende katalog til samme tidspunkt.

Der er antaget en årlig degradering af anlæggets effektivitet på 0,5%⁵. Alle anlæg antages opført i 2018.

Fuldlasttimer for solcelleanlæg afhænger af dimensioneringen

Ved fastlæggelse af forudsætninger om fuldlasttimer for solcelleanlæg er det vigtigt at holde sig for øje, om man taler fuldlasttimer for selve solcelle panelet (DC produktion) eller fuldlasttimer for transformerens output (AC produktion leveret til nettet).

I Danmark kan nye solcellepaneler på markanlæg levere ca. 1000-1100 MWh per MW peak. Under danske forhold producerer solcellerne imidlertid forholdsvist sjældent ved deres maksimale effekt. Derfor dimensioneres solcellemarkanlæg ofte med en inverter- og transformerkapacitet, der er mindre end panelernes kapacitet. For nye anlæg i dag ses forholdet mellem panelernes kapacitet (DC) og inverters nominelle kapacitet (AC) på op til 1,5. Inverters maksimale kapacitet er imidlertid typisk ca. 10 % højere end dens nominelle kapacitet, en DC/AC_{nom.} faktor på ca. 1,5 svarer dermed en DC/AC_{max.} faktor på ca. 1,35. Det er normalt inverters maksimale kapacitet, der begrænser effekten, der leveres til nettet, da transformerkapaciteten typisk dimensioneres, så den ikke er en begrænsning. Anvendelsen af en DC/AC_{max} faktor på ca. 1,35 indebærer, at et anlæg med en panelkapacitet på 10 MW dimensioneres med et maksimalt output til nettet på ca. 7,4 MW. Tilsvarende vil vores referenceanlæg med 1050 fuldlasttimer målt i forhold til

⁴ http://re.irc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html, tilgået 18-09-2017. Analysen er foretaget for følgende placeringer i Danmark: Nord for Aalborg, Aarhus, Odense, Gedser og København samt i Tyskland: Hamborg, Berlin, Stuttgart, München, sydligste Tyskland. Placeringen ved Gedser giver højest produktion af alle, mens placeringen ved Aarhus er lavest. München har næstbedst produktionsforhold.

⁵ NREL, 2012, *Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review*, <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>; Energistyrelsens Teknologikatalog

panelkapaciteten have 1420 fuldlasttimer målt i forhold til anlæggets maximale kapacitet(AC).

I teknologikataloget vurderes anlæggene fremover dels i forhold til panelernes kapacitet, dels i forhold til inverterens maximale kapacitet, hvor AC effekten tidligere blev angivet ved inverterens nominelle kapacitet. Og når der i teksten her skrives inverter effektivitet, menes der **maximale inverter kapacitet**. Beregninger foretaget med simuleringstværsnittet PVSyst viser, at et DC/AC_{max} forhold på ca. 1,35 giver et merproduktionstab på ca. 1 % sammenlignet med en situation, hvor inverterens kapacitet ikke er en begrænsning. For udvikleren opvejes dette af, at der spares på investeringerne i inverter- og transformerkapacitet. Man kan forestille sig, at solcelleanlæg i fremtiden vil blive dimensioneret med endnu højere DC/AC_{max} forhold, fordi værdien af solcelleproduktion i elmarkedet bliver meget lav i de solrige timer med maksimal produktion (hvor de øvrige solcelleanlæg i elmarkedet typisk også producerer meget). Det er dog valgt at fastholde DC/AC_{max} forholdet på 1,35 helt frem til 2050 for at sikre sammenlignelighed på tværs af beregningsårene. En eventuelt stigende udvikling i DC/AC_{max} forholdet vil ikke have nævneværdig betydning for anlæggets overordnede økonomi.

Resultater

Resultatet af analysen af buddene fremgår af tabellen nedenfor. De beregnede investeringsomkostninger er her opgivet i mio. EUR/ MW_p. Til sammenligning er omkostningen estimeret til 0,9 mio. EUR/ MW_p i 2020 i teknologikataloget fra 2015.

De tyske udbud fra april 2016 og august 2016 ligger noget højere end de øvrige. De estimerede investeringsomkostninger afhænger naturligvis af den anvendte forudsætning om forrentningskravet. Ved forudsætning om forrentningskrav på 5 % må den bagvedliggende investering nødvendigvis lavere end ved forudsætning om 3,5 % rente. Forskellen udgør godt 0,1 mio. EUR/ MW_p.

Udbud	Bud DKK/MWh	Beregnet investering 5,0 % realrente Mio. EUR/ MW _p	Beregnet investering 3,5 % realrente Mio. EUR/ MW _p
Fjerde Tyske PV udbud i 2016	552	0,74	0,86
Femte Tyske PV udbud i 2016	540	0,72	0,84
Tysk PV udbud (DK etablering) 2016	401	0,53	0,62
Sjette Tyske PV udbud i	514	0,69	0,80

2016			
PV Udbud, DK 2016**	+129	0,58	0,69
Første tyske PV udbud i 2017	490	0,65	0,76
Andet tyske PV udbud i 2017	422	0,56	0,65

Tabel 3 Estimering af investeringsomkostninger (mio. EUR/MW_p) for store solcelleanlæg. Baseret på 30 års levetid og WACC på hhv 5 % (real rente) for bud med premium og WACC på 3,5 % for bud med feed in tarif.

Der kan argumenteres for, at forretningskravet må være lavere for de udbud, hvor der konkurreres om en fast pris sammenholdt med det udbud, hvor konkurrencen går på laveste tilskud til markedsprisen. Derfor har vi valgt at basere estimatet af investeringsomkostning på en realrente på 3,5 % for fastprisbuddene og 5,0 % for buddet med markedspræmie.

Vi ser desuden, at de bud der er etableret i Danmark demonstrerer lavere priser end i anlæggene placeret i Tyskland. Vi vil tillægge de danske bud højere vægt end de tyske, fordi kataloget vedrører etablering af nye anlæg i Danmark. Indenfor analysen ramme har det ikke været muligt at pege på hvilke præcise forhold, der gør anlæg i Tyskland i dyrere.

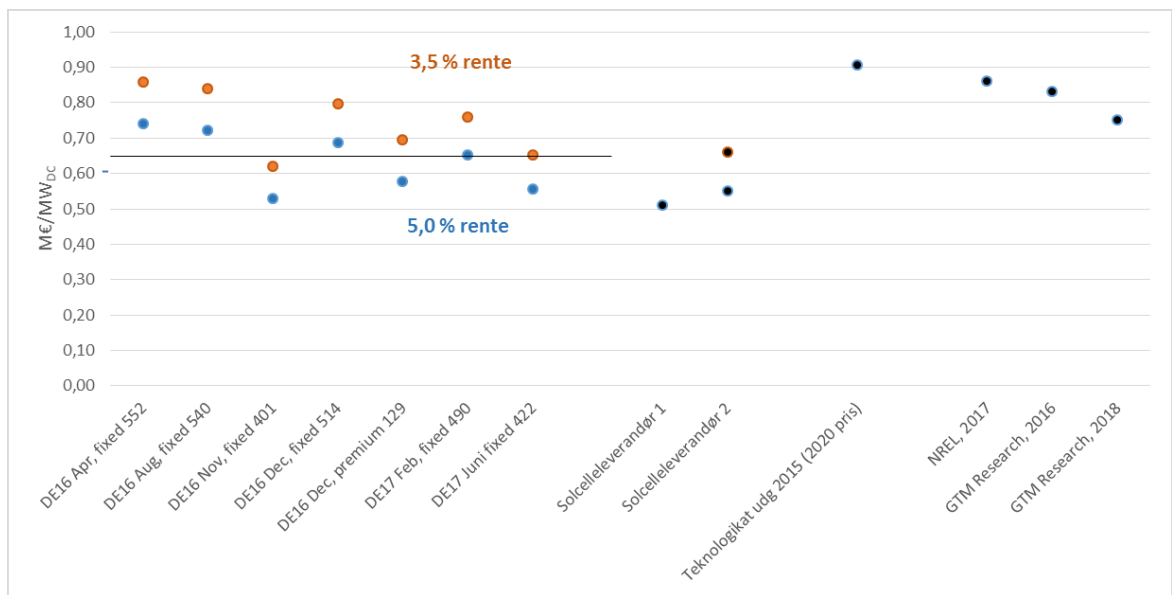
Figuren nedenfor illustrerer de beregnede investeringsomkostninger sammenholdt med priserne fra de to solcelleleverandører og teknologikataloget fra 2015. Desuden fremgår NREL og GMT Research' opgørelse af priser for USA. NREL ser en pris i første kvartal 2017 på 1,03 mio. USD/MWp (0,86 mio. EUR/MWp)⁶, mens GMT Research vurderer, at prisen allerede i andet halvår 2016 var nede på 0,99 mio. USD/MWp (0,83 mio. EUR/MWp), og ser den falde til ca. 0,9 mio. USD/MWp i 2018⁷ (0,75 mio. EUR/MWp). Sammenlignet med de beregnede danske og tyske priser ligger niveauet i USA lidt højere. Det skal i den forbindelse bemærkes, at analysen fra GTM Research viser, at ca. 30 procent af solcelleanlæggenes omkostninger er såkaldt 'non-labor soft costs', hvoraf størstedelen er "overhead and margin, along with permitting, engineering and design." Forskellen til USA kan således hænge sammen med lavere profitkrav og færre transaktionsomkostninger for projektudviklerne i Danmark og Tyskland.

⁶ NREL (2017), U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017 Ran Fu, David Feldman, Robert Margolis, Mike Woodhouse, and Kristen Ardani National Renewable Energy Laboratory <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf> tilgået 21-09-2017.

⁷ Eric Wesoff, January 25, 2017, "SunShot \$1 per Watt Solar Cost Goal: Mission Accomplished, Years Ahead of Schedule" <https://www.greentechmedia.com/articles/read/sunshot-1-per-watt-solar-cost-goal-mission-accomplished-years-ahead-of-s>, tilgået 21-09-2017.

Samlet set vurderer vi at, at 0,65 mio. €/MWp er et bedste bud på prisniveauet for solcelleanlæg opført i Danmark i 2018. Dette er beregnet som gennemsnittet af prisen fra de seneste to tyske udbud (v. 3,5 % rente) og de to bud med placeringer i Danmark, dvs. det danske premium bud (v. 5,0 % rente) og det tyske bud på 50 MW fra november 2016 (v. 3,5 % rente). Niveauet på 0,65 €/MWp er også i god overensstemmelse med de prisestimer, der er oplyst af de to solcelleleverandører. Usikkerheden vurderer vi til +/-0,15 €/MWp.

Der er foretaget en følsomhedsanalyse på betydningen af den forventede inflationsudvikling, dvs. BVT-inflatorens størrelse. Ændres den fra 1,97 % til 1,5 % vil det øge den beregnede pris fra 0,65 mio. €/MWp til 0,67 mio. €/MWp. Inflationsforventning vurderes på den baggrund at være af mindre betydning for resultatet.



Figur 1: Beregnede investeringsomkostninger (mio. EUR/MWp) for store solcelleanlæg sammenholdt med oplyste priser fra solcelleleverandører og teknologikataloget 2015's pris for 2020. Desuden vises estimerede investeringsomkostninger i USA ifølge hhv. NREL for 2017 og GTM Research for 2016 og 2018. Den sorte streg viser det niveau

Prisniveauet på 0,65 mio. €/MW_p svarer til 0,88 mio. €/MW_{ac} ved DC/AC_{max} forhold på 1,35.

Fremtidig prisudvikling

Som input til at kvalificere de fremtidige omkostninger for solceller anvendes en "learning curve" tilgang, som forudsætter, at omkostningerne for teknologier reduceres i takt med at der produceres og opstilles flere anlæg.

Læringen kan ske både i kraft af teknologiudvikling, masseproduktion og procesoptimering.

Prisudviklingen for en given teknologi kan bestemmes ud fra to forhold: en learning rate, som beskriver reduktionen i omkostninger, når der sker en fordobling af produktionen og udviklingen i den akkumulerede produktion af teknologien.

Nogle studier inkorporer også effekten af virksomheder og regeringers forsknings og udviklingsindsats, fx udtrykt som antallet af patenter, der er hjemtaget inden for et bestemt teknologiområde (såkaldt two-factor learning model). F&U indsatsen er imidlertid vanskelig at fremskrive på lang sigt og denne tilgang er derfor ikke anvendt i det følgende.

Learning rates

Learning rates for energiteknologier ligger ofte mellem 5 og 25 %⁸. Det vil sige, at for hver fordobling af produktionen kan produktionsomkostningen forventes at falde med 5 til 25 %.

For produktion af solcellepaneler har man observeret en learning på 22 % i perioden 1979 til 2015⁹. Data fra Bloomberg viser en learning rate for LCOE for PV på 24,3 % mellem 1976 og 2014¹⁰.

I forhold til en fremskrivning af teknologiomkostninger er det vigtigt at være opmærksom på det forhold, at solcellepanelet kun vedrører lidt over halvdelen af omkostningerne forbundet med etablering af et stort solcelleanlæg. Øvrige omkostninger vedrører inverter, den bærende konstruktion, EPC (engineering, procurement and construction), og omkostninger til kabling, transformer og nettilslutning. Hvor der historisk er observeret en meget høj learning rate for selve paneler og invertere, vil learning raten for de øvrige komponenter formentlig være lavere.

⁸ E.S. Rubin et al. 2015. A review of learning rates for electricity supply technologies. Energy Policy.

⁹ https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf

¹⁰ <http://www.cleanenergyministerial.org/Portals/2/pdfs/CEM7-BNEFpres.pdf>

Component	Share of total cost
Panel	58 %
Inverter	6 %
BOP	36 %
Total	100 %

I tillæg til ovenstående kommer projektudviklerens eventuelle overhead.

På baggrund af ovenstående foreslår vi, at anvende en learning rate på 20 % for de knap 2/3 af solcellens pris, som vedrører panel og inverter og transformer. Det er lidt lavere end de historiske observerede værdier, men stadig en høj learning rate sammenlignet med andre teknologier.

For den resterende 1/3 anvendes et mere moderat fremskrivningsforløb, hvor omkostningen falder med 1 % om året frem til 2020, med 0,75 % p.a. mellem 2020 og 2030 og herefter med 0,5 % p.a. Antagelsen er baseret på, at der er tale om moden teknologi, som anvendes i mange andre sammenhænge, hvilket gør det vanskeligt at vurdere akkumuleringen.

Til at beskrive den udviklingen i den akkumulerede solcelleproduktion anvendes IEA's 2 grader scenarie. IEA har været kritiseret for konsistent at undervurderes udviklingen med VE teknologier. Ved at anvende IEA's mest ambitiøse scenarie for klimaudvikling søges at kompensere herfor. Udviklingen i global akkumuleret produktionskapacitet fremgår af tabellen nedenfor.

Accumulated generation capacity, GW	2013	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Solar PV	136	303	344	448	785	1210	1665	2409	3218	3914

Tabel 4: Udviklingen i global akkumuleret installeret solcellekapacitet (GW) ifølge IEA's 2 graders scenarie. (Kilde: IEA, Energy Technology Perspective 2016 – baggrundsdata). 2015 data^{11, 12}.

¹¹ Global wind capacity end 2015: 434 GW according to Global Wind Energy Council.

<http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Global-Installed-Wind-Power-Capacity-MW-%E2%80%93-Regional-Distribution.jpg> hereof 12 GW offshore according www.gwec.net/global-figures/global-offshore/

¹² Global PV kapacitet i 2015 estimeret til 225 GW ifølge

<http://www.renewableenergyfocus.com/view/45114/global-solar-pv-capacity-will-approach-295-gw-in-2016-says-globaldata/>

Global PV kapacitet ultimo 2016 (primo 2017) estimeret til 303 GW ifølge <https://www.pv-magazine.com/2017/04/25/global-installed-pv-capacity-exceeds-300-gw-ia-pvps/>

Akkumuleret PV per primo 2018 estimeret som simpel lineær interpolation mellem 2017 og IEA's forventede 2020 kapacitet.

Den akkumulerede kapacitet er beregnet på baggrund af data for udviklingen i den installerede kapacitet. Den akkumulerede kapacitet er højere end den installerede kapacitet, fordi der sker en udskiftning af ældre solcelleanlæg undervejs. Den akkumulerede udvikling er beregnet ved at antage, at anlæg bliver reetableret, når deres tekniske levetid er udløbet.

Det fremgår, at IEA i et 2 graders scenarie forventer, at solkapaciteten vil blive mangedoblet frem til 2050. Den forventede udvikling i kapacitet i forhold til 2018 (det tidspunkt hvor anlæggene i nærværende undersøgelse forventes etableret) er præsenteret i Tabel 5.

	2020	2030	2050
Solceller	1,3	3,7	11,4

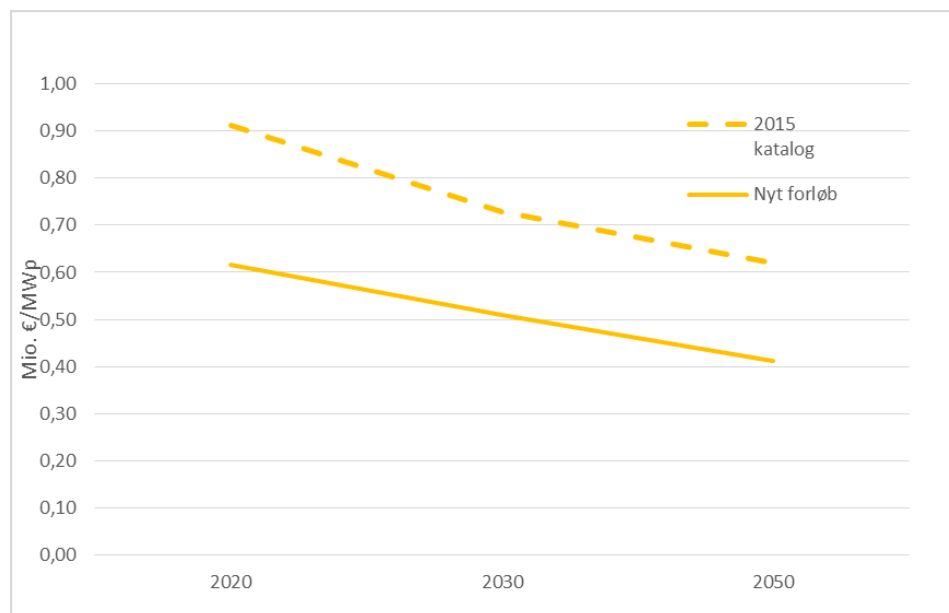
Tabel 5: Udvikling i akkumuleret solcellekapacitet i 2020, 2030 og 2050 relativt til 2018

Ved at kombinere learning raten med udviklingen i produktionskapacitet fra IEA's 2 graders scenarie fås nedenstående udviklingen i investeringsomkostningerne for markplacerede anlæg.

	2015	2018	2020	2030	2050
Per W_p	€2011	€2015	€2015	€2015	€2015
PV module cost (€/W _p)	0,58	0,28	0,26	0,19	0,13
Inverter and transformer(€/W _p)	0,08	0,05	0,05	0,03	0,02
Balance Of Plant, mark-up & contingency cost (€/W _p)	0,34	0,32	0,31	0,29	0,26
Specific investment, total system (€/W _p)	1,00	0,65	0,62	0,51	0,41
Per W_{ac,max}					
PV module cost (€/W _{ac,max})		0,38	0,35	0,25	0,17
Inverter and transformer(€/W _{ac,max})		0,07	0,06	0,05	0,03
Balance Of Plant, mark-up & contingency cost (€/W _{ac,max})		0,43	0,42	0,39	0,35
Specific investment, total system (€/W _{ac,max})	1,2	0,88	0,83	0,69	0,56

Tabel 6: Udvikling i investeringsomkostninger (€/W=mio.€/MW), DC/AC faktor på 1,35

Nedenfor i Figur 2 er udviklingsforløbene for investeringsomkostninger for solceller sammenlignet med det eksisterende Teknologikataloget. Priserne er angivet for de forventede opførelstidspunkter og vist per MW_p.



Figur 2 Udvikling i investeringsomkostninger for solceller (€2015/ MW_p) fra teknologikataloget 2015 hhv. det anbefalede forløb.

Jordleje

Ovenstående beregninger forudsætter, at omkostninger til jord til placering af anlægget indgår i solcelleudviklerens samlede omkostninger, enten i investeringsomkostningen eller – formentligt mere typisk – som en løbende omkostning til jordleje som en del af drift- og vedligehold.

Jordleje indgår normalt ikke i teknologikatalogets data, fordi omkostningen er forholdsvist stedspecifik og kan variere meget. Det er dog aftalt med Energistyrelsen at opgøre omkostningen baseret på et eksempel på en forpagtningsomkostning på 12.000 DKK15. per Ha per år. Det skal understreges, at der som sagt er tale om en omkostning, der kan variere meget.

Solcellepanelernes areal vil typisk være 35-45 % af det samlede areal som hele solcelleanlægget optager, solcellernes areal i forhold til det samlede jord areal kaldes *module coverage ratio*. Solcellepanelerne monteres med en hældning på ca. 25° i forhold til vandret, dvs. at solcellerne kun vil optage *module coverage ratio* gange $\cos 25^\circ$ og altså ca. 36 % af det samlede jordareal, hvis modul coverage ratio er 40 %. I eksemplet herunder sættes module coverage ratio til 40 %, følgende estimat for jordleje kan beregnes

1 Ha = 10.000 m² : 4000 m² solcellepaneler pr. ha = 0,671 MW peak/ha (paneler med 275 W_p per 1,64 m²) = 0,50 MW_{ACmax}/ha (ved DC/AC_{max}= 1,35 og 40 % module coverage ratio).

Ved jordleje pris på 12.000 DKK15/ha fås ca. 17.980 kr./MW_p eller ca. 2.400 €/MW_p (3.250 €/MW_{ACmax})

Til sammenligning forudsættes en samlet O&M i 2015 på mellem 9.500 og 8100 €/MW_p ifølge kataloget, udgiften til jordleje i eksemplet her vil altså udgøre 25- 30 % af den totale udgift til O&M (per W_p). I takt med at nye solpanelernes virkningsgrad øges, vil jordlejen per MW_p blive lavere, lignende udvikling kan forventes for øvrige O&M udgifter.

Opsamling

Analysen viser, at i forhold til det eksisterende teknologikatalog kapitel for solceller (offentliggjort marts 2015) er der behov for at nedjustere priserne, og opjusterede DC/AC faktoren og antallet af fuldlasttimer for teknologien opskaleringen af fuldlasttimer i forhold til AC kapacitet hænger tæt sammen med at DC/AC faktoren øges.

Nedenfor er forslaget til opdaterede data. Ændringer er markeret i rød.

modul coverage ratio til 40 %	Photovoltaics: LARGE scale utility systems					
	2015	2020	2030	2050	Note	Ref
Input						
Global horizontal irradiance (kWh/m ² /y)	1,068	1,068	1,068	1,068	A	4
Energy/technical data						
Typical capacity for one installation (kW)(plant capacity)	4,000	4,000	4,000	4,000	B	
Typical peak capacity for one installation at STC (kWp)	5,400	5,400	5,400	5,400	C	
Energy/technical data - system design						
DC/AC _{MAX} sizing factor (Wp/W)	1.35	1.35	1.35	1.35	D	26
Transposition Factor for fixed tilt system	1.15	1.15	1.15	1.15	E	26
Incident Angle Modifier Loss (%)	3.0%	2.5%	1.5%	1.0%	F	13
PV systems losses and non-STC corrections (%)	13.0%	9.0%	7.0%	5.0%	G	
Inverter loss (%)	3.1%	2.6%	2.6%	2.1%	H, H2	13
AC grid losses (%)	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	I	
PV module conversion efficiency (%)	16.50%	19.0%	23.0%	26.0%		13
Availability (%)	100%	100%	100%	100%		
Technical lifetime of total system (years)	30	35	40	40		
Inverter lifetime (years)	10	15	15	15		
Output						
Full load hours (kWh/kW)	1,340	1,420	1,460	1,510	J, L	
Peak power full load hours (kWh/kWp)	990	1,050	1,080	1,120	K, L	
Financial data						
PV module (2015-€/Wp)	0.62	0.26	0.19	0.13	O	26
Inverter and transformer (2015-€/Wp)	0.10	0.05	0.03	0.02		26
Balance Of Plant , mark-up & contingency cost (2015-€/Wp)	0.36	0.31	0.29	0.26	O	26
Specific investment, total system (2015-€/Wp)	1.08	0.62	0.51	0.41	M,N	26
PV module cost (€/W _{acmax})	0.84	0.35	0.25	0.17		26
Inverter and transformer(€/W _{acmax})	0.07	0.06	0.05	0.03		26
Balance Of Plant , mark-up & contingency cost (€/W _{acmax})	0.49	0.42	0.39	0.35		26
Specific investment, total system (€/W_{acmax})	1.46	0.83	0.69	0.56	P	26
Fixed O&M (2015-€/MW _p /y)	9,500	8,100	6,500	5,500	Q, R, S	26
Fixed O&M (2015-€/MW _{acmax} /y)	12,800	10,900	8,800	7,400	-	-

Noter og referencer fremgår af det vedhæftede regneark.

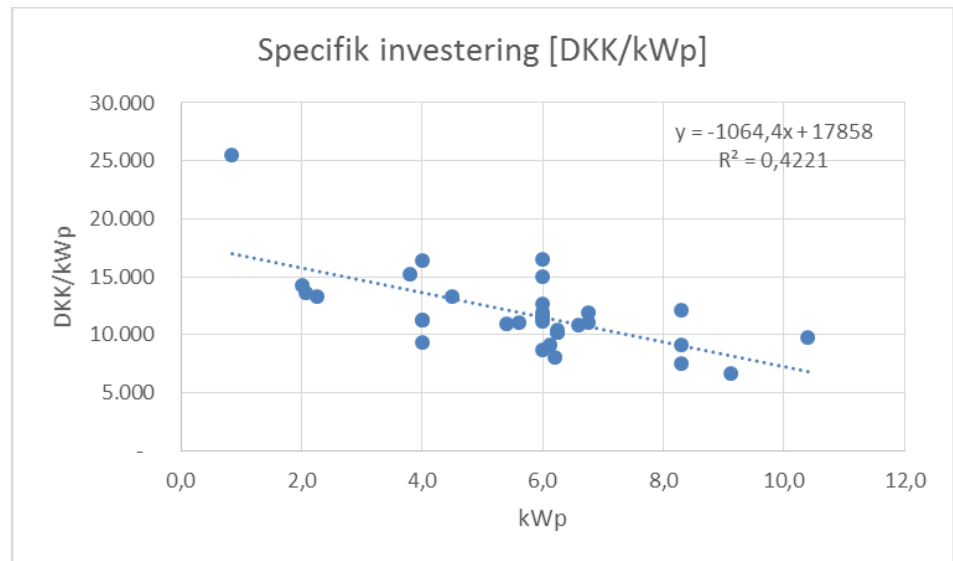
Og herunder data fra eksisterende katalog, vær opmærksom på at de finansielle data er givet i 2015 priser i det opdaterede dataark, mens de er i 2011 priser i eksisterende katalog.

Technology	Photovoltaics: LARGE scale utility systems					
	2015	2020	2030	2050	Note	Ref
Input						
Global horizontal irradiance (kWh/m ² /y)	1.046	1.046	1.046	1.046	A	4
Energy/technical data						
Typical capacity for one installation (kW)(plant capacity)	4.000	4.000	4.000	4.000	B	
Typical peak capacity for one installation at STC (kWp)	4.800	4.800	4.800	4.800	C	
Energy/technical data - system design						
DC/AC sizing factor (Wp/W)	1,20	1,20	1,20	1,20	D	
Transposition Factor for fixed tilt system	1,10	1,10	1,10	1,10	E	
Incident Angle Modifier Loss (%)	3,0%	2,5%	1,5%	1,0%	F	13
PV systems losses and non-STC corrections (%)	13,0%	9,0%	7,0%	5,0%	G	
Inverter loss (%)	2,0%	1,5%	1,5%	1,0%	H	13
AC grid losses (%)	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	I	
PV module conversion efficiency (%)	16,5%	19,0%	23,0%	26,0%		13
Availability (%)	100%	100%	100%	100%		
Technical lifetime of total system (years)	30	35	40	40		
Inverter lifetime (years)	10	15	15	15		
Output						
Full load hours (kWh/kW)	1.130	1.195	1.233	1.273	J	
Peak power full load hours (kWh/kWp)	942	996	1.028	1.061	K	
Financial data						
PV module cost (2011-€/Wp)	0,60	0,48	0,34	0,25	O	3,11,13
Balance Of Plant cost (2011-€/Wp)	0,40	0,37	0,34	0,33	O	-
Specific investment, total system (2011-€/MWp)	1,00	0,85	0,68	0,58	L,M,N	3,17,18,21,22,23,24,25
Specific investment, total system (2011-M€/MW)	1,2	1,02	0,82	0,69	Q	-
Fixed O&M (€/MW/y)	12.000	10.200	8.160	6.940	R	3, 10

Priser på husstands anlæg

Energinet har indsamlet data fra en række leverandører at husstands anlæg i størrelsen 2-10 kW baseret på tilbud fra august 2016. Som det fremgår af figuren, er der en betydelig spredning i omkostningerne. Et 6 kW_p anlæg, som er reference anlægget for husstandsolcelleanlæg i kataloget koster således mellem ca. 8.000 og 16.000 kr. per kW_p, inkl. installation i 2016 priser. Hvis vi antager, at forbrugerne går uden om de dyreste tilbud er et typisk niveau ca. 10.000 kr. per kW_p svarende til ca. 1,33 mio. EUR/MW_p (i 2015 priser).

Til sammenligning er prisen i kataloget 1,48 mio. EUR/MW_p i 2015 og i 2020 er den 1,26 mio. EUR/MW_p (begge i 2015 priser). De observerede priser vurderes således at være i god overensstemmelse med katalogets priser for husstands anlæg.



Figur 3: Data om investeringsomkostninger for husstandssolelleanlæg. Vist som sammenhæng mellem anlægstørrelsen på givet i installeret effekt (kW_{AC}) og pris (DKK/kW_{AC}).

Sammenlignes omkostningen i 2020 for husstands anlægget i det eksisterende teknologikatalog (1,26 mio. EUR/ MW_p (i 2015 priser)) med de her i notatet forslåede omkostninger for store mark placerede anlæg (0,62 mio. EUR/ MW_p (i 2015 priser)) ses, at prisen for husstands anlæg per kW_p er cirka dobbelt så høj. I figur 4 ses, dog, at der er registreret priser for husstands anlæg, der kun er ca. 75 % større end prisen for mark anlæg, men modsat er også registreret priser for husstands anlæg, der er mere end tre gange dyrere end prisen for mark anlæggene i notatet her. Prisforskellen kan formentligt tilskrives væsentligt større installationsomkostninger for de små anlæg, ligesom omkostninger for fx invertere bliver relativt større for mindre anlæg. Det kan ikke afvises, at der for husstands anlæggene også sker et stort prisfald, for eksempel hvis installationsomkostningerne kan reduceres ved at de i højere grad installeres samtidig med taget lægges eller ved anvendelse af solceller, der er integreret tagsten/klimaskærm. Energistyrelsen og Energinet.dk vil derfor følge markedet for husstands anlæg det næste års tid og opdatere data, hvis der kommer et markant fald i priserne.