

# **Produktionskostnader för el från solceller i Sverige**

Intervjustudie med solcellsbyggare under 2017

*ER 2017:08*

Böcker och rapporter utgivna av Statens  
energimyndighet kan beställas via  
[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)  
Orderfax: 08-505 933 99  
e-post: [energimyndigheten@arkitektkopia.se](mailto:energimyndigheten@arkitektkopia.se)

© Statens energimyndighet

ER 2017:08

ISSN 1403-1892

# Förord

Den här rapporten är en del i Energimyndighetens arbete för att skapa bättre förståelse för solcellsutbyggnaden i Sverige. Solceller ger idag ett litet bidrag till Sveriges totala elproduktion, men marknaden har ökat kraftigt under de senaste åren. Samtidigt har teknik- och kostnadsutvecklingen på solcellsområdet gått snabbt. Givet den snabba utvecklingen är det intressant att studera dagens marknadsförutsättningar för solceller i Sverige närmare. Energimyndigheten har tagit fram den här egeninitierade rapporten i syfte att öka kunskapen på området.

I rapporten har vi undersökt produktionskostnaderna för solet genom intervjuer med aktörer som investerat i solcellsanläggningar. Då studien är ett första steg inom detta område samt bygger på ett begränsat underlag ska resultaten betraktas som indikativa.



Caroline Asserup  
Avdelningschef Förnybar energi och klimat



Sara Grettve  
Projektledare



# Sammanfattning

Detta är en pilotstudie och en del av Energimyndighetens metodutvecklingsarbete inom solelområdet. Resultaten ska med tanke på det begränsade underlaget betraktas som indikativa. Syftet med studien är att undersöka om kostnadsnyckeltalet Levelized Cost of Electricity (LCoE) är tillämpligt för solcellsinvesteringar i syfte att fastställa vad kostnadsnivån för solceller är idag. Metoden är delvis egenutvecklad och har tidigare använts för att fastställa produktionskostnader för vindkraft<sup>1</sup>.

LCoE definieras som summan av årlig drift- och kapitalkostnad dividerad med det årliga elutbytet och anges i [kr/kWh].

Aktörer som investerat i solceller har intervjuats och kostnadsnyckeltalet LCoE har beräknats utifrån svaren. Urvalet av aktörer är baserat på elcertifikatsystemet och totalt har 10 av de största solcellsinvesteringarna intervjuats. Av dessa har 6 byggt takanläggningar och 4 fristående solcellsparker. Intervjuerna genomfördes under början av 2017. Analysarbetet har pågått under mars och april 2017. Rapporten har färdigställts i maj 2017.

## Resultat

Produktionskostnader för olika kategorier av anläggningar redovisas för en medel-anläggning och analyseras utifrån känslighet för olika antaganden för kalkylränta och ekonomisk livstid. Samtliga kostnadsuppgifter är exklusive moms eftersom respondenterna uteslutande är företag. Resultaten i denna studie är rensade från subventioner och representerar bruttokostnader.

## Parker

För parker ligger den uppskattade elproduktionskostnaden beräknad utifrån medelvärden på 0,86 kr/kWh.

---

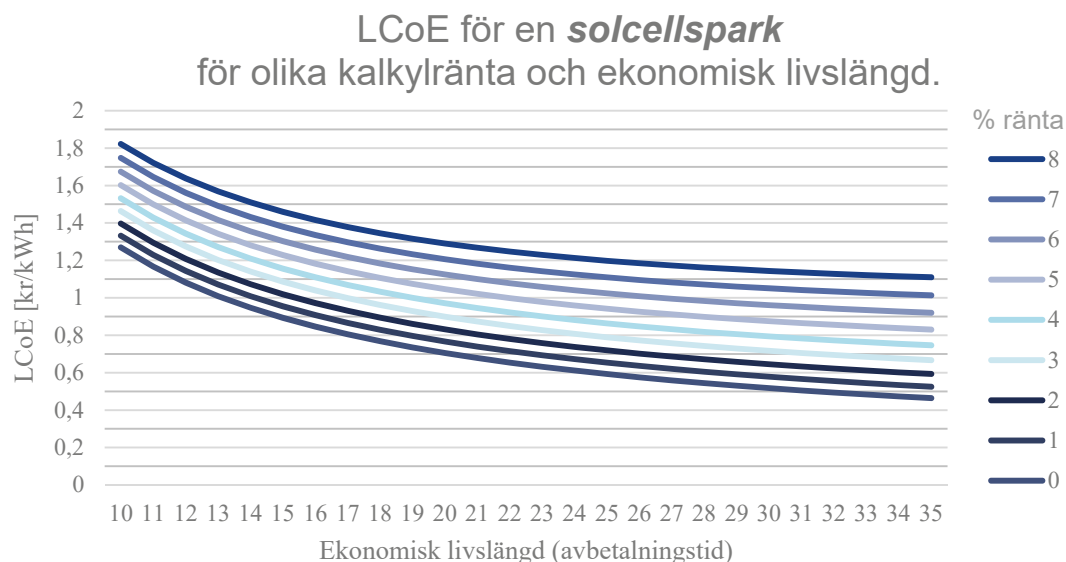
<sup>1</sup> Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige, ER 2014:16.

**Tabell 1-1 Svar och medelvärden som ligger till grund för produktionskostnadsberäkningar för en solcellspark utifrån intervjuer med fyra aktörer. Alla priser exklusive moms.**

	Min	Medelvärde	Max
Toppeffekt [kWp]	250	1 163	2 700
Fullasttimmar [h]	900	1 000	1 100
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	-	1 162 500	-
DoU-kostnader [kr/kWh]	0,054	0,141	0,298
OPEX [kr/år]	-	164 241	-
Specifik investeringskostnad [kr/W]	9,13	11,28	13,00
Brutto projektkostnad [kr]	-	13 113 597	-
Teknisk livslängd [år]	25	29	35
Ekonomisk livslängd [år]	25	31	35
Kalkylränta [%]	2%	5%	8%
LCoE [kr/kWh]	-	0,86 kr/kWh	-

Produktionskostnaden (LCoE) ovan i tabellen är resultatet av beräkning för medelvärden på ekonomisk livstid och kalkylränta. Spridningen från medelvärdet är stor för flera av de parametrar som påverkar resultatet.

För de medelvärden som redovisas ovan visas LCoE under olika antaganden för vald kalkylränta och ekonomisk livslängd i Figur 1-1.



Figur 1-1 LCoE för en solcellspark för varierande kalkylränta och ekonomisk livslängd. Alla priser exklusive moms.

### Takanläggningar

För takanläggningar ligger vår beräknade elproduktionskostnad på 1,01 kr/kWh.

De redovisade drift- och underhållskostnaderna skiljer sig mycket mellan svaranden. Detta tolkas som att det antingen finns en stor skillnad på kvalitet eller en stor skillnad på kunskap beträffande teknisk utrustning som växelriktare<sup>2</sup>. Vissa aktörer har angett nollvärden på drift- och underhållskostnader vilket inte kan anses vara realistiskt.

**Tabell 1-2 Antaganden som ligger till grund för produktionskostnadsberäkningar för en takmonterad anläggning utifrån intervjuer med sex solcellsinvesterare. Alla priser exklusive moms.**

	Min	Medelvärde	Max
Toppeffekt [kWp]	53	324	1 100
Fullasttimmar	850	930	1 000
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	-	301 077	-
DoU-kostnader [kr/kWh]	0	0,057	0,151
OPEX [kr/år]	-	17 147	-
Specifik investeringskostnad [kr/W]	9,03	12,85	16,11
Brutto projektkostnad [kr]	-	4 161 331	-
Teknisk livslängd [år]	25	28	30
Ekonomisk livslängd [år]	15	22	30
Kalkylränta [%]	2%	4%	9%
LCoE [kr/kWh]	-	1,01 [kr/kWh]	-

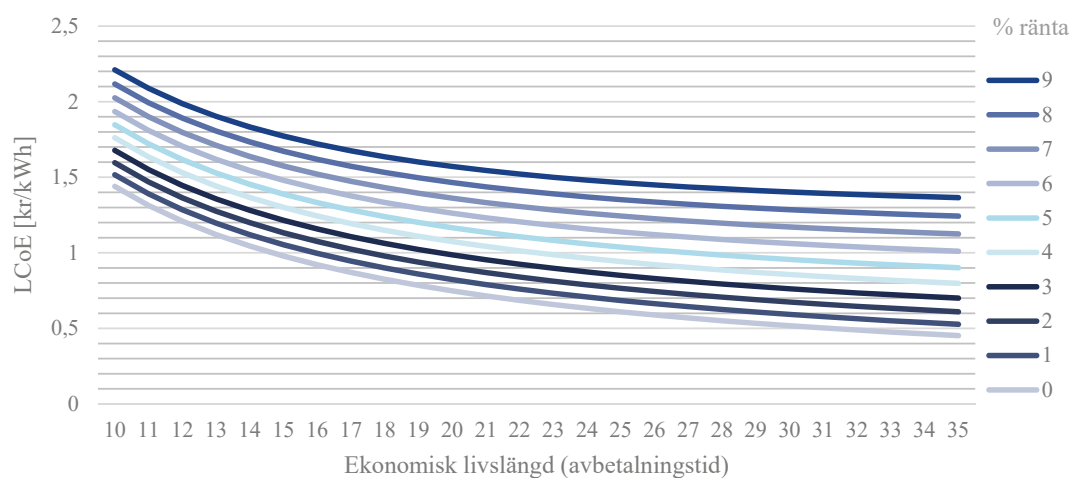
Produktionskostnaden (LCoE) i tabellen ovan är resultatet av en beräkning av medelvärden på ekonomisk livstid och kalkylränta. Även för takanläggningar är spridningen från medelvärdet stor för flera parametrar.

Värt att notera är att den lägsta specifika investeringskostnaden för takanläggningar är lägre än den lägsta för solcellsparker även om genomsnittet för den specifika investeringskostnaden för takanläggningar är högre.

För de medelvärden som redovisas ovan visas LCoE under olika antaganden för vald kalkylränta och ekonomisk livslängd i Figur 1-2 nedan.

<sup>2</sup> Begreppet kvalitet används i kontexten för att beteckna teknisk livslängd.

### LCoE för en *takmonterad* solcellsanläggning för olika kalkylränta och ekonomisk livslängd.



Figur 1-2 LCoE för en takmonterad solcellsanläggning för olika val av kalkylränta och ekonomisk livslängd. Alla priser exklusive moms.

Det tillvägagångssätt som har använts i denna studie behöver kompletteras med potentialbedömningar för olika kostnadslägen för att kunna vara ett verktyg för att förstå och prognosticera solcellsmarknaden. Ett arbete för att skatta storleken på den ekonomiska potentialen för solel kommer att initieras inom kort.



# Innehåll

<b>Förord</b>	<b>1</b>
<b>Sammanfattning</b>	<b>3</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>9</b>
1.1 Marknadsutvecklingen .....	9
1.2 Utvecklingen i Sverige .....	10
1.3 Produktionskostnaden, LCoE.....	11
1.4 Kostnadsstruktur för ett projekt .....	12
<b>2 Metod</b>	<b>15</b>
2.1 Intervjuer med aktörer.....	15
2.2 Beräkningsparametrar .....	15
2.3 Finansiella beräkningar kapitalkostnad.....	16
2.4 Beräkningar av produktionskostnaderna.....	17
2.5 Andra studier av kostnader och lönsamhet för solet .....	17
<b>3 Resultat</b>	<b>19</b>
3.1 Hur förhåller sig aktörerna till befintliga styrmedel?.....	19
3.2 Hur ser aktörerna på lönsamhet?.....	19
3.3 Vad kostar solet för småhus?.....	20
3.4 Vad kostar en solcellspark? .....	20
3.5 Vad kostar en takanläggning? .....	22
3.6 Känslighetsanalys – hur påverkar parametrarna kostnaden? .....	24
<b>4 Diskussion och slutsatser</b>	<b>29</b>
4.1 Drift- och underhållskostnader svåra att bestämma för många aktörer .....	29
4.2 Investeringskostnad påverkas av förutsättningar .....	30
4.3 Lönsamhetsberäkningen är komplex .....	31
4.4 Finansiering och livslängd viktiga för kalkylen.....	31
<b>5 Fortsatta rekommendationer</b>	<b>33</b>
5.1 Datamängd och metod .....	33
5.2 Ämnen för framtida studier.....	33



# 1 Inledning

Solelsproduktionen ökar över hela världen. Solceller är driftsäkra, kan installeras var som helst i nätet och har ingen bränslekostnad. Men vad kostar det att bygga solceller och att producera en kWh solel? Goda kunskaper om solelens ekonomiska förutsättningar behövs för att kunna analysera och förstå utbyggnaden.

Teknik- och kostnadsutvecklingen har gått snabbt inom solelområdet och många analyser pekar på att den utvecklingen kommer att fortsätta<sup>3</sup>. I det kunskaps-samarbete om solel, IEA PVPS, som Sverige deltar i tillsammans med övriga aktörer i International Energy Agency (IEA) publiceras årligen rapporter med bland annat kostnadsdata, baserat på säljarnas uppgifter.

Detta är en pilotstudie och en del av myndighetens metodutvecklingsarbete inom solelområdet. Kostnadsdata från säljarna kompletteras med en undersökning av köparnas perspektiv. Utifrån det begränsade urvalet kan resultaten betraktas som osäkra. Syftet med studien är att undersöka om kostnadsnyckeltalet Levelized Cost of Electricity (LCoE) är tillämpligt för solcellsinvesteringar och fastställa en nivå för detta. Metoden är delvis egenutvecklad och har tidigare använts för att fastställa produktionskostnader för vindkraft (Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige, ER 2014:16).

## 1.1 Marknadsutvecklingen

Solkraften har expanderat kraftigt i hela världen sedan tidigt 2000-tal. Den totala globala installerade kapaciteten har ökat med mer än 6 gånger under de senaste 5 åren, från 35 GW installerad kapacitet 2010 till 228 GW vid slutet av 2015<sup>4</sup>.

En viktig förklaring till den kraftiga expansionen är nationella styrmedel som hjälpt den industriella utvecklingen på solcellsbyggeområdet. Globalt är solel under vissa förutsättningar konkurrenskraftigt med konventionella kraftslag när produktionskostnader (LCoE) jämförs. I flera länder är det till och med det billigaste kraftslaget<sup>5</sup>.

LCoE beskriver endast kostnaden för att omvandla annan energipotential till el och säger inte något om när detta sker i tid eller var detta görs eller vilka intäkter som är tillgängliga. LCoE behöver således kompletteras med en samtidig intäkt för att göra en lönsamhetsbedömning. LCoE säger heller inget om potentialen, alltså hur mycket energi som kan omvandlas med den givna tekniken till den givna kostnaden. För att göra en marknadsmodell måste LCoE kompletteras med en potentialbedömning för relevanta segment.

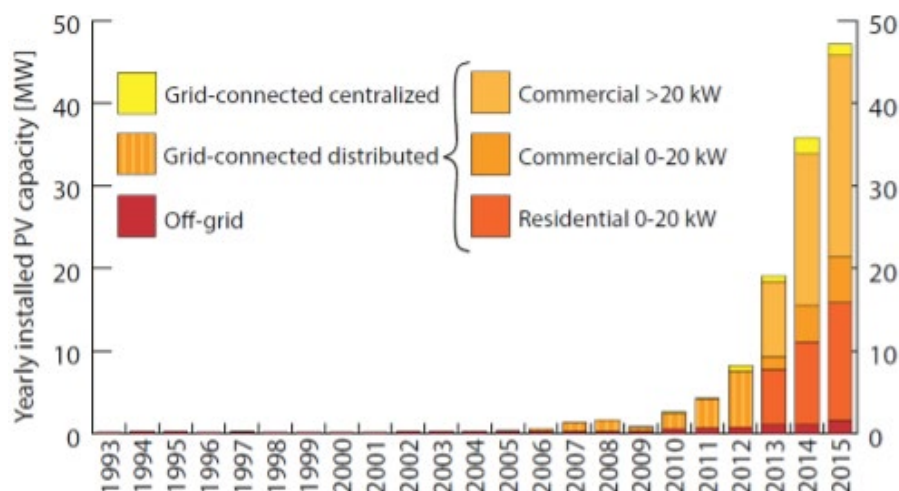
<sup>3</sup> Bloomberg New Energy Finance.

<sup>4</sup> IEA PVPS (2016). Trends 2016 in Photovoltaic Applications, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015, International Energy Agency (IEA), pp 8.

<sup>5</sup> Bloomberg Markets (2016) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-19/solar-sells-in-chile-for-cheapest-ever-at-half-the-price-of-coal>.

## 1.2 Utvecklingen i Sverige

Liksom den globala marknaden har den svenska marknaden växt kraftigt under de senaste åren. Tack vare sjunkande kostnader och olika politiska initiativ för att stödja solcellsutvecklingen har marknaden ökat succesivt. Från 2010 till 2015 ökade den årliga installerade kapaciteten från 2 MW till 48 MW, se Figur 1-1<sup>6</sup>. Anläggningar anslutna till andra byggnader än småhus (i figurerna kallade commercial distributed) dominerar. Solcellsparker (kallade Grid-connected centralized i figurerna) är ett relativt nytt inslag på den svenska marknaden, med den första drifttagna anläggningen 2012.



Figur 1-1 Årlig installerad solcellseffekt i Sverige mellan 1993 och 2015. Preliminära siffror för 2016 tyder på att volymökningen fortsätter.

### 1.2.1 Subventioner och lagstiftning påverkar utbyggnaden

Flera olika styrmedel och regler påverkar såväl teknisk dimensionering som den ekonomiska kalkylen för solcellsanläggningar i Sverige.

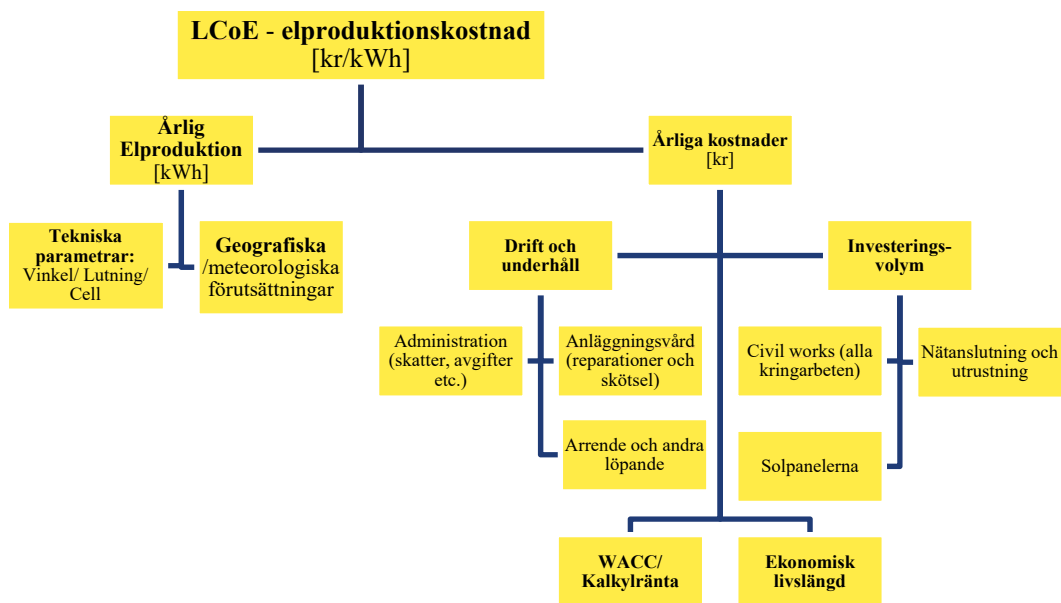
Investeringsstödet omfattar alla nätanslutna solcellssystem. Stödet ersätter stödberättigade installationskostnader med maximalt 30 procent till företag och 20 procent till övriga upp till 1,2 Mkr.

Under vissa förutsättningar är el som produceras i mindre anläggningar undantagen energiskatteplikt. En solcellsproducent med totalt mindre än 255 kW solceller är inte skattepliktig för den el som används direkt (inte går ut på ett koncessionspliktigt nät). Den 1 juli 2017 träder lagändringar i kraft som innebär en sänkning av skatten till 0,5 öre/kWh för direkt egenanvänd el från de anläggningar som underskrider 255 kW även hos solcellsanläggningsägare som har en total kapacitet som överskrider 255 kW.

<sup>6</sup> Lindahl, J. (2016) National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2015, IEA-PVPS task 1 report, Swedish Energy Agency and International Energy Agency (IEA), Paris, France, pp 5-8.

### 1.3 Produktionskostnaden, LCoE

LCoE definieras som summan av årliga kostnader dividerat med årlig elproduktion. De årliga kostnaderna är summan av årliga kostnader för drift och underhåll och kapital. För solkraft står kapitalkostnaderna för den största delen av den totala elproduktionskostnaden, medan driftkostnaderna är förhållandevis låga. De faktorer som påverkar produktionskostnaderna LCoE för ett solkraftprojekt visas i Figur 1-2.



Figur 1-2 Illustration av faktorer som påverkar beräkningen av LCoE och således solkraftprojekts ekonomi.

#### 1.3.1 Årlig elproduktion

En solcellsanläggning i Sverige har idag uppskattningsvis 800–1 100 fullast-timmar per år<sup>7</sup>. Produktionen beror på verkningsgrad och installation genom skuggning, riktning och lutning. Meteorologiskt påverkas produktionen främst av solinstrålningen men även av moln, temperatur och diffus strålning. Variationen för solstrålningen från långtidsmedelvärdet, på knappt 1000 kWh/m<sup>2</sup>, är ofta mindre än ±10%<sup>8</sup>.

Den förväntade årliga produktionen beräknas vanligtvis baserat på anläggningens läge och solinstrålningen för ett medelår. Vanligtvis räknar man med en något minskande årsproduktion för varje år en anläggning är i drift på grund av att modulerna antas degradera under anläggningens livstid. En linjär degradering på

<sup>7</sup> Lindahl, J. (2016) National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2015, IEA-PVPS task 1 report, Swedish Energy Agency and International Energy Agency (IEA), Paris, France, pp 5-8.

<sup>8</sup> SMHI (2007) Solstrålning faktablad [http://www.smhi.se/polopoly\\_fs/1.6403!/faktablad\\_solstralning%5B1%5D.pdf](http://www.smhi.se/polopoly_fs/1.6403!/faktablad_solstralning%5B1%5D.pdf)

0,5% produktionsminskning årligen antas ofta<sup>9</sup>. Kunskapen om degradering för solcellssystem i Sverige är mycket begränsad. I denna studie har inte effekten av den tidsberoende degraderingen beaktats.

### **1.3.2 Årliga drift- och underhållskostnader**

Kostnader för drift innefattar kostnader för administration och skötsel, exempelvis försäkringar, elnätstariff och administration. Driftkostnaden består av flera komponenter för parker då dessa innefattar fler administrativa avgifter såsom nätavgift, arrende och försäkring. De flesta anläggningsägare räknar med minst ett byte av växelriktare under anläggningens livstid. Växelriktaren står enligt intervjuer med säljare av solcellssystem för knappt 8% av den totala investeringskostnaden för ett större nyckelfärdigt solcellssystem, i medel runt 900 kr/kW, se Figur 1-4.

### **1.3.3 Årliga kapitalkostnader**

De årliga kapitalkostnaderna beräknas med hjälp av en annuitetsfaktor från den totala investeringskostnaden, se 2.3 *Finansiella beräkningar kapitalkostnad*. Investeringskostnaderna beräknas som summan av totalinvesteringen för en driftfärdig anläggning och projekteringskostnaden.

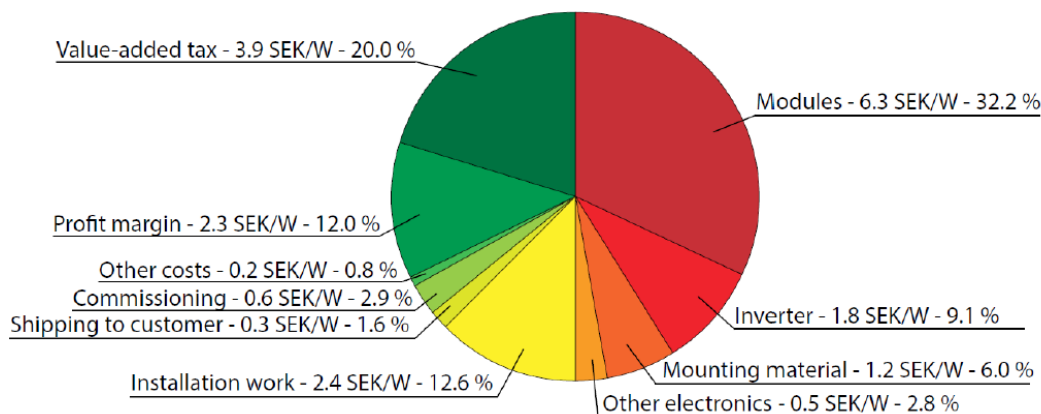
Kapitalkostnadernas mest osäkra komponent är installationskostnaderna som varierar stort mellan olika lägen och deras platsspecifika förutsättningar – både på tak och för parker.

## **1.4 Kostnadsstruktur för ett projekt**

Det finns några olika typer av solcellsanläggningar, som kan typbestämmas just utifrån hur de skiljer sig i investeringskostnad. För Energimyndighetens nationella rapportering inom IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) har intervjuer med säljare gjorts för att kartlägga olika komponenters kostnadsandel. (nedan). En uppdatering av dessa kostnader väntas under hösten 2017.

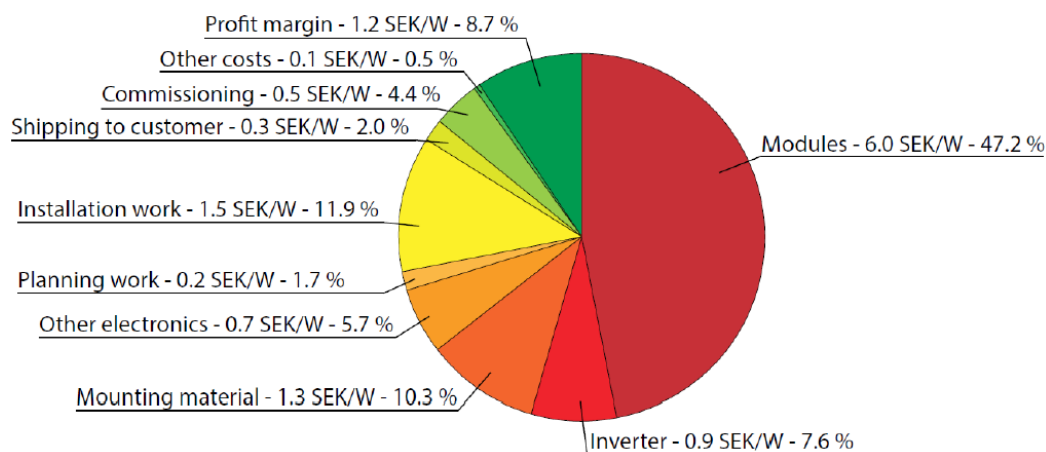
---

<sup>9</sup> Richter, M. et al. (2017) Technical Assumptions Used in PV Financial Models Review of Current Practices and Recommendations, IEA-PVPS Task 13, International Energy Agency.



Figur 1-3 Kostnadsstrukturen för en färdigbesiktad 4-6 kW takmonterad villaanläggning.

Notera att villaanläggningarna ovan anges med kostnad inklusive moms vilket inte är fallet för större takanläggningar, nedan.

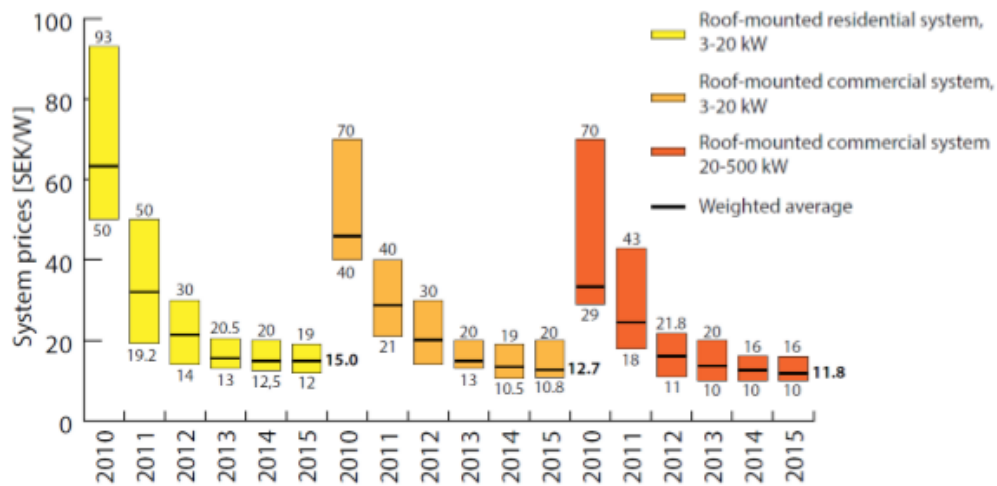


Figur 1-4 Kostnadsstrukturen för en typisk, kommersiell takmonterad 40-60 kW anläggning<sup>10</sup>.

Värt att notera är att det finns tydliga stordriftsfördelar. För små villaanläggningar är de flesta specifika kostnader [kr/kW] högre än för större anläggningar (ibland upp till en faktor 2, såsom växelriktare/inverter). Trots att själva solcellen blir allt billigare, är det även viktigt att hitta kostnadseffektiva lösningar för kringutrustning och montörens arbetsmoment för att pressa totalkostnaden.

I samma rapportering har även de totala priserna per installerad kW för ett nyckelfärdigt solcellssystem undersökts. Dessa visas nedan i Figur 1-5.

<sup>10</sup> Lindahl, J. (2016) National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2015, IEA-PVPS task 1 report, Swedish Energy Agency and International Energy Agency (IEA), Paris, France.



Figur 1-5 Priser (exkl. moms) för typiska nyckelfärdiga solcellsanläggningar från bedömning av svenska installationsföretag.

Figuren visar att den snabba prisnedgången avstannat mellan 2013 och 2015. Högst pris har små system och lägst pris har stora system. Detta visar tydliga indikationer på att det finns stordriftsfördelar vid byggande av solceller.



## 2 Metod

Energimyndigheten genomför studien för att öka kunskapen om solcellsmarknaden med avseende på kostnader, investerarrationalitet och kostnadsdrivande parametrar. Undersökningen är ett pilotprojekt vad gäller resultat och metod och myndigheten har därför valt att ha ett begränsat urval svarande företag. Beräknings- och databearbetningsmetoderna är egenutvecklade och anpassade efter respondenterna. Resultatet ska kompletteras och förfinas för att kunna användas som verktyg i myndighetens arbete med styrmedel och marknadsanalys.

LCoE-begreppet är ett kvantitativt nyckeltal för att beräkna produktionskostnaden för el från olika kraftslag. Tidigare har Energimyndigheten gjort liknande studier och marknadsbeskrivningar på vindkraftområdet vilka varit viktiga i analysarbetet. Metoden utgår från en mix av kvalitativ och kvantitativ metod där kvantitativa data kommenteras och motiveras av den svarande. På så sätt kan kostnadsdrivande parametrar isoleras och ett generaliserbart resultat kan skattas trots att urvalsstorleken från den totala populationen är så begränsad.

### 2.1 Intervjuer med aktörer

Aktörer som investerat i solceller har intervjuats och kostnadsnyckeltalet LCoE beräknats. Urvalet av aktörer är baserat på elcertifikatsystemet och totalt har 10 av de största solcellsbyggarna intervjuats. Av dessa har 6 byggt takanläggningar och 4 fristående solcellsparker. Intervjuerna genomfördes under början av 2017. Analysarbetet har pågått under mars och april 2017. Rapporten har färdigställts i maj 2017.

Vid intervjuerna inhämtades aktuella kostnadsuppgifter för de solkraftprojekt som byggts. Dessutom diskuterades de tekniska antaganden som används i beräkningarna och aktörernas syn på marknadsläget. Genom intervjuerna samlades de kvantitativa data som använts för beräkningar, men även kvalitativa uppgifter om resonemanget bakom investeringarna och motiveringen bakom olika antaganden i aktörernas kalkyl.

### 2.2 Beräkningsparametrar

Från svaren i undersökningen beräknades medelvärden för ett antal olika parametrar som påverkar utfallet av en produktionskostnadsberäkning. En beräkning gjordes för takanläggningar och en för solcellsparker. Nedan beskrivs hur de värden som använts i beräkningarna valts.

#### *Årlig elproduktion*

Medelvärdet av angivna fullasttimmar och medelvärdet av angiven topp-effekt multiplicerades för att få årsproduktion. Att degradering inte beaktades

innebär sannolikt en viss överskattning av årlig produktion. Degraderingens resultatpåverkan i förhållande till andra parametrar bedömdes vara liten nog att försumma<sup>11</sup>.

#### *Årliga drift- och underhållskostnader*

Driftskostnader i form av engångskostnader under anläggningens livstid, som komponentutbyte, slogs i beräkningen ut över livstid som en rak återbetalning. På så vis kunde driftskostnader per producerad kWh beräknas. Detta är en förenkling och leder eventuellt till en viss överskattning av kostnaderna.

Medelvärdet av driftskostnaden per producerad kWh och medelvärdet av årsproduktionen multiplicerades för att beräkna de årliga driftskostnaderna.

#### *Årliga kapitalkostnader*

Kapitalkostnader beräknades i den här studien för olika nivåer på kalkylränta och ekonomisk livstid. Investeringskostnaden beräknades genom att multiplicera medelvärdet av den specifika investeringskostnaden utan investeringsstöd och medelvärdet av installerad kapacitet. Kapitalkostnaderna beräknades sedan från investeringskostnaden, ränta och ekonomisk livstid.

### **2.3 Finansiella beräkningar kapitalkostnad**

De parametrar som påverkar kapitalkostnaden är anläggningens livslängd och den vägda kalkylräntan (WACC) som är ett viktat medelvärde av aktörens avkastningskrav på eget kapital och kreditkostnaden (bankräntan). Det är den ränta som avses om inget annat anges.

Anläggningens livslängd kan betraktas på olika sätt. Den tekniska livslängden är den tid som anläggningen förväntas fungera, dvs. leverera el. Den tekniska livslängden kan påverkas av underhåll och återinvesteringar i nya komponenter, t.ex. växelriktare. Den ekonomiska livslängden anger hur länge det antas vara lönsamt att fortsätta driften med bibehållet underhåll och återinvesteringar.

Omräkningen från total investering till en årlig kostnad gjordes med hjälp av den så kallade annuitetsfaktorn, *CRF* (capital recovery factor). Faktorn beräknas enligt formeln:

$$CRF = \frac{r_{WACC}}{(1 - (1 + r_{WACC})^{-n})}$$

där  $r_{WACC}$  [%] är antagen kalkylränta och  $n$  [år] antagen ekonomisk livslängd. Räntan representerar avkastningskravet på investeringen.

Använd kalkylränta och ekonomisk livslängd skiljer sig mellan aktörer med olika syn på investeringen. Vilka värden som väljs har stor inverkan på beräknings-

---

<sup>11</sup> En känslighetsanalys för produktionskostnader beroende på bland annat degrading kan ses i rapporten ”Investeringskalkyl för solceller” <http://www.e2b2.se/library/2705/slutrapport-investeringskalkyl-foer-solceller.pdf>

resultatet då kapitalkostnaderna vanligen utgör en stor del av den totala projektkostnaden. För att illustrera hur olika antaganden i investeringskalkylen påverkar produktionskostnaden gjordes LCoE-beräkningar för kalkylräntor mellan noll och 8 procent för solcellsparkar och noll och 9 procent för takanläggningar och för olika ekonomiska livslängder mellan 10 och 35 år.

## 2.4 Beräkningar av produktionskostnaderna

Produktionskostnaden, LCoE beräknas som kvoten mellan totala årliga kostnader och total årlig produktionsvolym och anges som kr/kWh. Totalkostnaden definieras i beräkningsmetoden som summan av årlig kapitalkostnad (CAPEX) och årlig driftkostnad (OPEX). Elproduktionen per år betecknas nedan E, denna förutsätts vara konstant i formeln.

CAPEX beräknas med hjälp av CRF-faktorn från totalinvesteringen,  $I_{tot}$ . Alltså:

$$CAPEX = I_{tot} \cdot CRF$$

LCoE fås sedan som

$$LCoE \text{ [kr/kWh]} = \frac{CAPEX \text{ [kr/år]} + OPEX \text{ [kr/år]}}{E \text{ [kWh/år]}}$$

LCoE används eftersom det är direkt jämförbart med ett elpris. Nyckeltalet går att bestämma för olika elproduktionstekniker samt väger in rörliga kostnader på ett bra sätt. Tidigare har vindkraftens produktionskostnader bestämts med samma metodik<sup>12</sup>.

## 2.5 Andra studier av kostnader och lönsamhet för solel

Förutom studierna inom IEA PVPS finansierar Energimyndigheten ett projekt på Mälardalens högskola som tagit fram en beräkningsmall<sup>13</sup> där alla aktörer – från privatperson till solcellsparkägare - kan göra en kassaflödesanalys och skatta ekonomin i en solenergiinvestering.

Ytterligare verktyg för att beräkna lönsamheten i en solcellsanläggning finns i flera utföranden på webben. Många av dem är kopplade till företags möjligheter att lämna offerter och indikativa kostnader.

<sup>12</sup> [https://www.energimyndigheten.se/contentassets/9f658fbcc1d24014bbe6fbcb70f80cba/er-2016\\_17-produktionskostnader-for-vindkraft-i-sverige.pdf](https://www.energimyndigheten.se/contentassets/9f658fbcc1d24014bbe6fbcb70f80cba/er-2016_17-produktionskostnader-for-vindkraft-i-sverige.pdf)

<sup>13</sup> <http://www.mdh.se/forskning/inriktningar/framtidens-energi/investeringskalkyl-for-solceller-1.88119>



## 3 Resultat

Produktionskostnader för olika kategorier av anläggningar redovisas för en medel-anläggning för olika antaganden för kalkylränta och ekonomisk livstid. Samtliga priser är exklusive moms då respondenterna uteslutande är företag. Resultaten i denna studie är rensade från subventioner och representerar bruttokostnader, alltså kostnader utan bidrag.

### 3.1 Hur förhåller sig aktörerna till befintliga styrmedel?

Investeringsstödet är det bidrag som får störst genomslag i kalkylen. Nio av de tio aktörer som intervjuats har använt sig av investeringsstöd för sin anläggning. Många nämner även att elcertifikat och bokföringstekniska åtgärder kopplat till avskrivningstiden kan göra anläggningen mer eller mindre lönsam. Det förekommer även olika administrativa konstruktioner för att mäta och sälja el på ett så lönsamt sätt som möjligt. I den här studien har inte fokus legat på att förstå modeller för lönsamhet, varför detta inte beskrivs vidare. Dimensioneringen av alla takanläggningar förhåller sig på något sätt till skattegränsen 255 kW<sup>14</sup>.

### 3.2 Hur ser aktörerna på lönsamhet?

Samtliga aktörer uppger att deras anläggningar är lönsamma. Alla utom en aktör finansierar anläggningen helt med eget kapital.

Generellt är solcellsanläggningar mer lönsamma då de används för egen elförsörjning till fastigheter. Egenanvändningsgraden är över 90% för alla studiens takanläggningar. Egenanvändning har fördelar på intäktsidan då alternativkostnaden är den rörliga delen av elpriset inklusive nätkostnad och skatt. Detta har även konstaterats i andra studier (se exempelvis ”Solel till framtidens hyresgäster”<sup>15</sup>).

Ett sätt att öka egenanvändningen är att distribuera el till kunder på ett internt nät utanför koncessionsplikten (IKN). Nätavgiften mot överliggande nät kan reduceras då den abonnerade effekten minskar. Speciellt om solcellerna kombineras med smarta effektvakter och liknande.

Den ekonomiska potentialen för parkanläggningar beror snarare på graden av stordriftsfördelar som kan uppnås.

Alla aktörer utom en har finansierat anläggningen helt med eget kapital. De flesta aktörer menar att solcellsinvesteringen ska klara samma avkastningskrav som övriga investeringar. Några aktörer nämnde dock att något lägre krav kan accepteras eftersom man ser andra mervärden såsom good will med investeringen,

<sup>14</sup> Energiskatteundantaget för mindre elproducerande anläggningar.

<sup>15</sup> STUNS (2017). Framtidens solel till hyresgäster.

### 3.3 Vad kostar solet för småhus?

Anläggningar på småhus omfattas inte av denna studie eftersom det är mindre anläggningar och mycket som skiljer i kostnad mellan olika tak beroende på installatörens rutiner och takets konstruktion. För ett generellt jämförelsetal kan jämföras med vad Svensk solenergi skriver på sin web<sup>16</sup>:

*”En solcellsanläggning kostar från 12.000 till 20.000 kronor per kW inklusive växelriktare. Ett komplett 3 kW-system med solcellsmoduler, växelriktare, med mera kostar i storleksordningen 50.000 kronor och ett 5 kW-system kostar i storleksordningen 75.000 kronor. I princip oberoende av typ, men främst beroende på placering ger en solcellsanläggning från 600 till 1.000 kWh/år per kW”*

Det innebär att LCoE för en räntenivå på 2 %<sup>17</sup> och 30 års amortering landar på drygt 1 krona.

### 3.4 Vad kostar en solcellspark?

Produktionskostnadsberäkningarna för en solcellspark baseras på medelvärden och redovisas i Tabell 3-1 nedan. I tabellen redovisas även minsta och största värdet från intervjuerna. I de fall minsta och största värden inte anges har medelvärdet beräknats från andra parametrar, enligt vad som beskrivs i metodkapitlet.

**Tabell 3-1 Antaganden som ligger till grund för produktionskostnadsberäkningar för en solcellspark utifrån intervjuer med fyra aktörer. Alla priser exklusive moms.**

	Min	Medelvärde	Max
Toppeffekt [kWp]	250	1 163	2 700
Fullasttimmar [h]	900	1 000	1 100
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	-	1 162 500	-
DoU-kostnader [kr/kWh]	0,054	0,141	0,298
OPEX [kr/år]	-	164 241	-
Specifik investeringskostnad [kr/W]	9,13	11,28	13,00
Brutto projektkostnad [kr]	-	13 113 597	-
Teknisk livslängd [år]	25	29	35
Ekonomisk livslängd [år]	25	31	35
Kalkylränta [%]	2%	5%	8%
LCoE [kr/kWh]	-	0,86	-

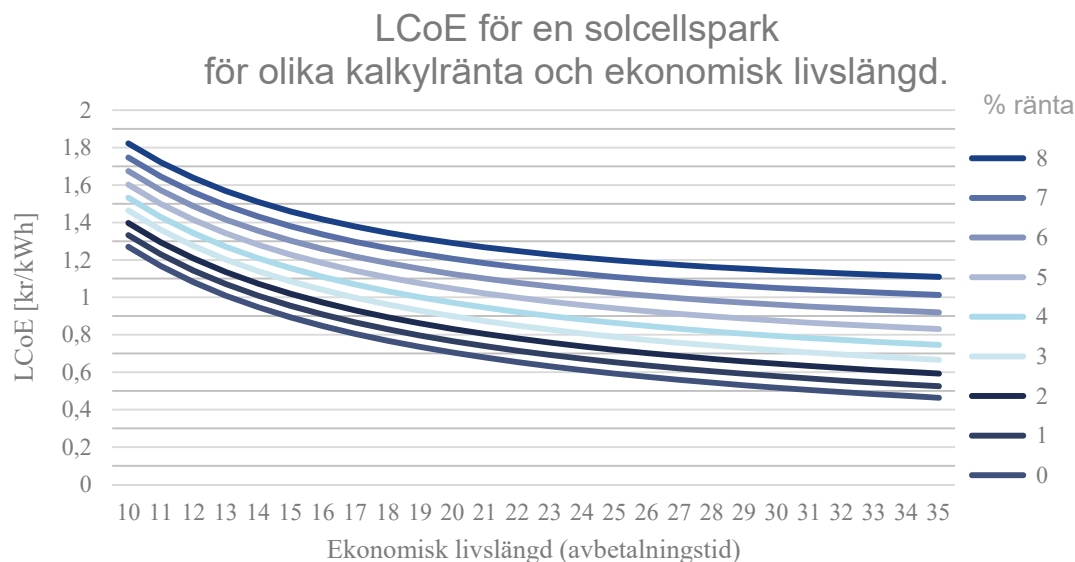
Det värde på LCoE som anges i tabellen är resultatet av beräkning för de medelvärden på ekonomisk livstid och kalkylränta som anges i tabellen.

<sup>16</sup> [http://www.svensksolenergi.se/fakta-om-solenergi/fragor-och-svar#kostar\\_solelssystem\\_2017-04-05](http://www.svensksolenergi.se/fakta-om-solenergi/fragor-och-svar#kostar_solelssystem_2017-04-05)

<sup>17</sup> Godtyckligt vald för att ungefär spegla dagens bolåneränta.

Som synes av tabellen är spridningen från medelvärdet för flera av de parametrar som påverkar produktionskostnaderna stor. Effekten på beräknade produktionskostnader undersöks i 3.6 Känslighetsanalys.

För de värden som redovisas ovan visas LCoE under olika antaganden för vald kalkylränta och ekonomisk livslängd i Figur 3-1.

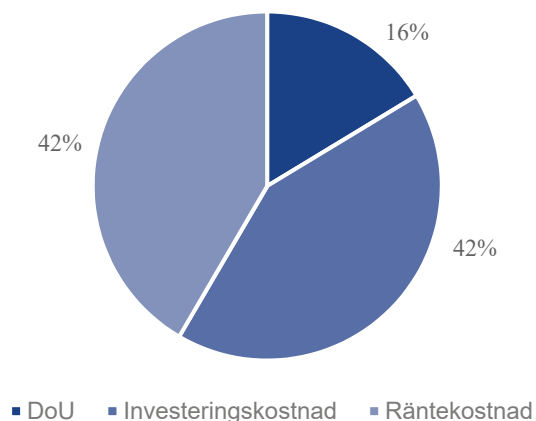


Figur 3-1 LCoE för en solcellspark för varierande kalkylränta och ekonomisk livslängd. Alla priser exklusive moms.

Resultatet visar att produktionskostnaderna ligger mellan 60 öre och 1 kr/kWh för de återbetalningstider och kalkylräntor som aktörerna anger.

Fördelning av de totala kostnaderna för medelvärdessanläggningen visas i Figur 3-2.

Fördelning av kostnader för en solcellspark med 5% kalkylränta och 31 års ekonomisk livstid.



Figur 3-2 Fördelning av de totala kostnaderna för en solcellspark i fallet med en kalkylränta på 5% och en ekonomisk livslängd på 31 år.

Drift- och underhållskostnaderna för parkerna består till cirka en fjärdedel av kostnader för skötsel av anläggningen. Nättariff och komponentbyte (växelriktarbyte) står för cirka en femtedel var och resterande kostnader är relativt jämt fördelade på arrende, försäkringar och administration.

### 3.5 Vad kostar en takanläggning?

En takanläggnings konstruktion optimeras genom anpassning till befintligt tak och minimerade anläggningskostnader, snarare än genom att maximera utbytet. Därför byggs många takanläggningar med takets lutning och i byggnadens väderstreck vilket är en skillnad mot parkerna som alltid är sydvända och står med nogsamt beräknade lutningar och radavstånd. Kostnadsdrivande förutsättningar är dessutom takets lutning, ålder, hållfasthet och tillgänglighet för arbete med kran. En anläggning på ett stadigt platt tak utanför stan där leverantören kan jobba rationellt med montage och logistik utan att till exempel störas av stadens trafiksituation är mest gynnsam. För att minimera vindlaster byggs ibland anläggningar som åsar med panelerna i öst-västlig riktning. Detta uppges för vissa takkonstruktioner vara den mest kostnadseffektiva lösningen. Takets status nämns också av många som avgörande. Solcellerna beräknas hålla lika länge som ett tak varför investeringen undviks på tak som snart behöver renoveras.

Produktionskostnadsberäkningarna för en takanläggning baseras på medelvärden och redovisas i Tabell 3-2 nedan. I tabellen redovisas även minsta och största värdet från intervjuerna. I de fall minsta och största värden inte anges har medelvärdet beräknats från andra parametrar, enligt vad som beskrivs i metodkapitlet.

**Tabell 3-2 Antaganden som ligger till grund för produktionskostnadsberäkningar för en takmonterad anläggning utifrån intervjuer med sex solcellsinvesterare. Alla priser exklusive moms.**

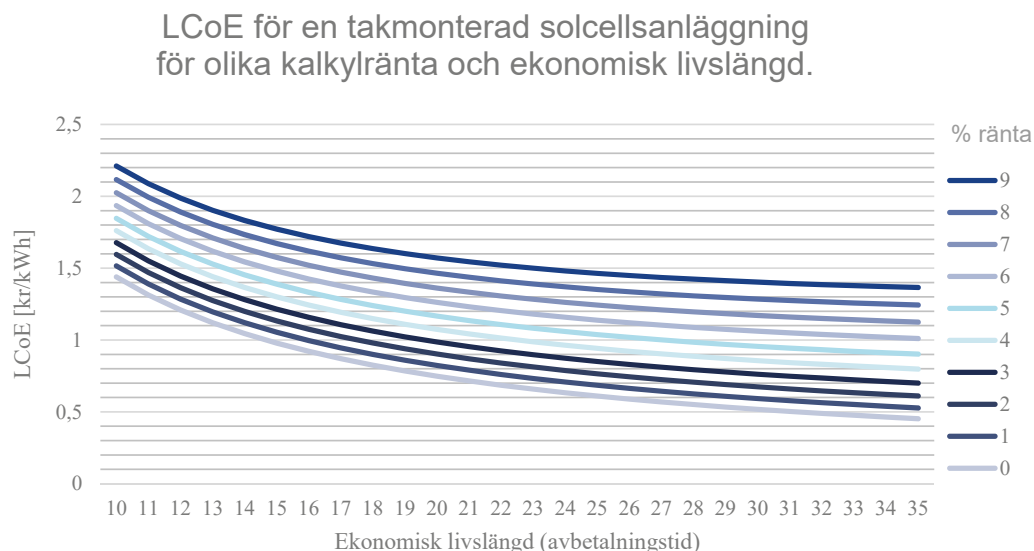
	Min	Medelvärde	Max
Toppeffekt [kWp]	53	324	1 100
Fullasttimmar	850	930	1 000
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	-	301 077	-
DoU-kostnader [kr/kWh]	0	0,057	0,151
OPEX [kr/år]	-	17 147	-
Specifik investeringskostnad [kr/W]	9,03	12,85	16,11
Brutto projektkostnad [kr]	-	4 161 331	-
Teknisk livslängd [år]	25	28	30
Ekonomisk livslängd [år]	15	22	30
Kalkylränta [%]	2%	4%	9%
LCoE [kr/kWh]	-	1,01	-

Det värde på LCoE som anges i tabellen är resultatet av beräkning för de medelvärden på ekonomisk livstid och kalkylränta som anges i tabellen.



Värt att notera är att den lägsta specifika investeringskostnaden för takanläggningar är lägre än den lägsta för solcellsparkar även om medelvärdet för specifik investeringskostnad för takanläggningar är högre.

LCoE för en anläggning baserad på värden i tabellen ovan under olika antaganden för vald kalkylränta och ekonomisk livslängd visas i Figur 3-3.

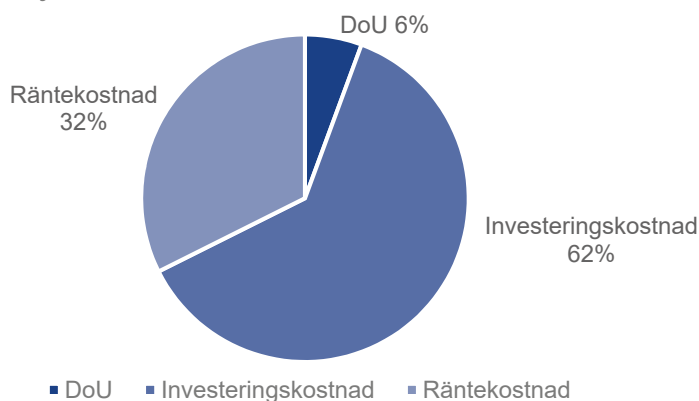


Figur 3-3 LCoE för en takmonterad solcellsanläggning för olika val av kalkylränta och ekonomisk livslängd. Alla priser exklusive moms.

För takanläggningarna är spridningen för val av kalkylränta och ekonomisk livslängd större än för solcellsparkar. Inom de intervall som angivits av aktörerna kan produktionskostnaderna variera mellan 60 öre/kWh och 1,8 kr/kWh.

Fördelning av de totala kostnaderna för medelanläggningen visas i Figur 3-4 nedan. Jämfört med en solcellspark utgör räntekostnaden en lägre andel av de totala kostnaderna.

Fördelning av kostnader för en takanläggning med 4% kalkylränta och 22 års ekonomisk livstid.



Figur 3-4 Fördelning av de totala kostnaderna för en takmonterad anläggning i fallet med en kalkylränta på 4% och en ekonomisk livslängd på 22 år.

I förhållande till resultaten för solcellsparkar står drift- och underhållskostnaderna för en liten del av den totala kostnaden för en takanläggning. Byte av komponenter är den dominerande kostnaden när det gäller drift av takanläggningar, administration och underhåll utgör mindre delar av kostnaden. Skillnaden mellan park- och takanläggningar förklaras till stor del av att de flesta parkägare räknar med kostnader som takanläggningsägare inte räknar med som försäkringar, markarrende och nättariffer.

### 3.6 Känslighetsanalys – hur påverkar parametrarna kostnaden?

Högsta och lägsta värde skiljer mycket på flera beräkningsparametrar, då urvalet är litet ger det hög mätosäkerhet. Tack vare de kvalitativa svaren kan dock bedömningar av orsaker till variationerna göras. För några av parametrarna är förklaringen anläggningsspecifika förutsättningar, exempelvis geografiskt läge eller takets hållfasthet. För andra parametrar gör olika aktörer olika värdering i termer av risk eller kostnad för eget arbete. Nedan undersöks effekten på produktionskostnaderna för varierande värden på de olika parametrarna. Notera att det i denna studie inte gått att fastställa något naturligt samband mellan de kostnadsdrivande parametrarna. Detta innebär att fördelaktiga förutsättningar kan komma tillsammans eller i kombination med mindre fördelaktiga förutsättningar.

#### 3.6.1 Årsproduktion

Årsproduktionen från en anläggning varierar med fullasttimmarna och med anläggningens storlek. LCoE är omvänt proportionell mot årsproduktionen, vilket innebär att en ökning resulterar i lägre kostnader och tvärtom.

##### *Solcellspark*

Alla aktörer har i intervjuerna uppgett att parkerna utformats för att få maximal årsproduktion, detta genom att aktivt välja lutning, radavstånd och riktning på panelerna. Produktionskostnader för minsta och högsta värdet på fullasttimmar med övriga parametrar oförändrade visas i Tabell 3-3.

**Tabell 3-3 Känslighetsanalys för en solcellspark för lägsta och högsta värde på fullasttimmar.**

	Min	Medelvärde	Max
Fullasttimmar [h]	900	1 000	1 100
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	1 046 250	1 162 500	1 278 750
LCoE [kr/kWh]	0,95	0,86	0,80

##### *Takanläggning*

Variationerna i fullasttimmar mellan olika takanläggningar kan vara ett resultat både av de geografiska förutsättningarna och av anläggningarnas utformning. Produktionskostnader för minsta och högsta värdet på fullasttimmar med övriga parametrar oförändrade visas i Tabell 3-4.

**Tabell 3-4 Känslighetsanalys för en takanläggning för lägsta och högsta värde på fullasttimmar.**

	Min	Medelvärde	Max
Fullasttimmar	850	930	1 000
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	275 258	301 077	323 833
LCoE [kr/kWh]	1,11	1,01	0,94

### 3.6.2 Årliga drift- och underhållskostnader

Drift- och underhållskostnader påverkar LCoE direkt. Det är generellt svårt att se ett tydligt samband mellan installerad effekt och storlek på drift- och underhållskostnader. Variationerna verkar snarare bero på skillnader mellan vad olika aktörer tar med i kalkylen och hur man uppskattar kostnaderna.<sup>18</sup>

DoU kan delas upp i fasta och rörliga komponenter. Kostnader som faller under kategorin driftkostnader beräknas på olika sätt av olika aktörer. Förutsättningarna för analysen är relativt osäkra och därmed också resultatet. De högsta exemplen ligger på en driftkostnad på 15 öre/kWh för en takanläggning och 30 öre/kWh för en solkraftpark vilket är 3 ggr mer än en genomsnittlig vindkraftsanläggning<sup>19</sup>.

Fasta driftkostnader kopplade till en solcellsanläggning uppvisar en mycket stor spridning i intervjustvaren. Dessa är kostnader såsom försäkringar och växelriktarbyten eller byten av skadade paneler och allmänt underhåll. Denna typ av kostnader är tidsberoende och beräknas årligen i relation till anläggningens storlek.

#### *Solcellspark*

Drift- och underhållskostnader är anläggningsskötsel, markarrende, försäkringar, nättariff, byte av komponenter och administration. Kostnaderna för skötsel av anläggning och byte av komponenter ökar med ökande topp effekt på anläggningen, övriga visar inte samma beroende.

Produktionskostnader för minsta och högsta värdet på DoU-kostnader med övriga parametrar oförändrade visas i Tabell 3-5.

**Tabell 3-5 Känslighetsanalys för en solcellspark för lägsta och högsta värde på DoU-kostnader.**

	Min	Medelvärde	Max
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	-	1 162 500	-
DoU-kostnader [kr/kWh]	0,054	0,141	0,298
OPEX [kr/år]	62 738	164 241	346 167
LCoE [kr/kWh]	0,78	0,86	1,02

<sup>18</sup> Många kostnader antas vara korrelerade med anläggningsstorleken. Detta är sannolikt ett resultat av ett litet urval och möjligtvis även skillnader i beräkningsmetod hos olika aktörer.

<sup>19</sup> [https://www.energimyndigheten.se/contentassets/9f658fbcc1d24014bbe6fbef70f80cba/er-2016\\_17-produktionskostnader-for-vindkraft-i-sverige.pdf](https://www.energimyndigheten.se/contentassets/9f658fbcc1d24014bbe6fbef70f80cba/er-2016_17-produktionskostnader-for-vindkraft-i-sverige.pdf)

Förändrande kostnader för drift- och underhåll påverkar fördelningen av de totala anläggningskostnaderna. I fallet med den högre kostnaden svarar DoU för 29% av totalkostnaden, medan de i fallet med de lägre kostnaderna svarar mot 7%.

### *Takanläggning*

Två av de sex takanläggningsägarna räknar inte med några kostnader för drift- och underhåll i sina kalkyler. De betraktar anläggningarna som i stort sett underhållsfria. Vid framtida behov av exempelvis växelriktarbyte görs den investeringen med egen lönsamhetsbedömning. För övriga anläggningsägare dominerar kostnaderna för komponentbyte, övriga kostnader är kostnader för skötsel och administration av anläggningen.

Produktionskostnader för minsta och högsta värdet på DoU-kostnader med övriga parametrar oförändrade visas i Tabell 3-6.

**Tabell 3-6 Känslighetsanalys för en takanläggning för lägsta och högsta värde på DoU-kostnader.**

	Min	Medelvärde	Max
Beräknad årsproduktion [kWh/år]	-	301 077	-
DoU-kostnader [kr/kWh]	0,034	0,057	0,151
OPEX [kr/år]	10 133	17 147	45 400
LCoE [kr/kWh]	0,99	1,01	1,1 1

I fallet med den högre kostnaden svarar DoU för 13% av totalkostnaden, medan de i fallet med de lägre kostnaderna svarar mot 3%.

### **3.6.3 Bruttoinvesteringskostnad**

Kapitalkostnaderna påverkar LCoE direkt liksom de årliga drift- och underhållskostnaderna. Ökande kostnader leder till ökande LCoE och tvärtom.

En del av förklaringen till variationerna i specifik investeringskostnad mellan olika anläggningar är olika förutsättningar för de olika anläggningarna.

#### *Solpark*

Den specifika investeringskostnaden varierar med förutsättningarna för den mark där installationen görs. För de anläggningar med liknande förutsättningar syns skalningsfördelar, där parker med större total installerad kapacitet har lägre kostnader.

Produktionskostnader för minsta och högsta värdet på specifika investeringskostnader med övriga parametrar oförändrade visas i Tabell 3-7.

**Tabell 3-7 Känslighetsanalys för en solcellspark för lägsta och högsta värde på specifika investeringskostnader.**

	Min	Medelvärde	Max
Toppeffekt [kWp]	250	1 163	2 700
Specifik investeringskostnad [kr/W]	9,13	11,28	13,00
Brutto projektkostnad [kr]	10 613 194	13 113 597	15 112 500
LCoE [kr/kWh]	0,73	0,87	0,98

### *Takanläggning*

De anläggningarna med högst installerad effekt har lägst specifik investeringskostnad. För takanläggningar är takets förutsättningar en viktig påverkande faktor där lutande tak och tak i tätare bebyggd miljö resulterar i andra krav på installationsarbetet vilket leder till ökade kostnader.

Produktionskostnader för minsta och högsta värdet på specifika investeringskostnader med övriga parametrar oförändrade visas i Tabell 3-8.

**Tabell 3-8 Känslighetsanalys för en takanläggning för lägsta och högsta värde på specifika investeringskostnader.**

	Min	Medelvärde	Max
Toppeffekt [kWp]	53	324	1 100
Specifik investeringskostnad [kr/W]	9,03	12,85	16,11
Brutto projektkostnad [kr]	2 924 215	4 161 331	5 216 384
LCoE [kr/kWh]	0,73	1,01	1,26

### **3.6.4 Kalkylränta och ekonomisk livslängd**

Resultaten i Figur 3-1 och Figur 3-3 redovisas med känslighet för kalkylränta och ekonomisk livslängd. Det är upp till varje ekonomiskt rationell aktör att förhålla sig till dessa parametrar. Investeringsbeslut kommer då baseras på dennes möjlighet att göra andra investeringar (alternativkostnad) och riskpremie. Det finns även möjlighet att värdera beslutet utifrån andra grunder exempelvis genom förväntan om good will eller liknande.



## 4 Diskussion och slutsatser

### 4.1 Drift- och underhållskostnader svåra att bestämma för många aktörer

Skattningen av drift- och underhållskostnader skiljer sig stort och det antyder att ingen praxis finns. Det kan bero på att marknaden är ganska omogen och att det finns en stor riskacceptans eller omedvetenhet om hur underhåll ska prissättas hos aktörerna.

Det kan konstateras att den förenklade bilden av solceller som ett kraftslag med mycket låga driftkostnader bara till viss del är korrekt. Produktionsberoende driftkostnader är mycket låga. För tidsberoende driftkostnader ligger solet i paritet med, eller över andra kraftslag<sup>20</sup>.

Vissa aktörer uppger att de inte räknar med någon driftkostnad. Det är tydligt att svaranden med väl motiverade kostnader tenderade att svara med högre kostnader. De som inte räknade med några driftkostnader hade i regel mindre kunskap om kalkylens kostnadsdrivande komponenter. Utifrån de kvalitativa svaren i studien kan då antas att det snarare är uppgivna maxvärden än beräknade medelvärden som representerar det sanna värdet.

Studien bekräftar att solceller har få produktionsberoende driftkostnader. På elmarknadsspråk är alltså den kortsiktiga marginalkostnaden i princip 0 kr/kWh. Det är således alltid rationellt att producera solet i en befintlig anläggning så länge [el]priset är större än noll. I vissa fall förekommer en nätanslutningskostnad och/eller arrendekostnad per producerad kWh. Detta kan då, i dessa enskilda fall, ses som produktionens kortsiktiga marginalkostnad. Mer om detta under 5.2.2 0 nedan.

#### *Byte av växelriktare*

I princip samtliga undersökta anläggningar anger att de räknar med att behöva byta växelriktaren innan anläggningen som helhet nått sin ekonomiska livslängd. Hur detta inkluderas i kalkylen skiljer sig dock markant mellan aktörerna. Dels finns en tidsosäkerhet gällande växelriktarens tekniska livslängd och dels finns en osäkerhet beträffande den framtida kostnaden för ny utrustning.

Studien ger extremt hög spridning på kostnaderna för växelriktarbyte och den sanna kostnaden ligger antagligen närmare det som visas i Figur 1-3 och Figur 1-4 (kostnader från säljare). Ägarnas svar spänner från ett par svar runt 13 öre/kWh med en spridning ner mot 2 öre/kWh (när nollvärden exkluderats). Detta visar att kvalitet- och kostnadsutveckling för växelriktare är viktiga faktorer för solkraftens produktionskostnader. System som kan byggas utan, eller med färre växelriktare

<sup>20</sup> Jämför med data för vindkraftanläggningar (ER 2016:17) som ligger på en total driftkostnad runt 17 öre/kWh i worst case fallet.

har dessutom en kostnadsfördel i den aspekten, även om det givetvis finns andra aspekter av sådana system som väger upp den besparingen.

Många aktörer lyfter att de förväntar sig minskade kostnader för växelriktare men det är få som räknat med det i sina kalkyler. Att komponentslitage anges med mycket stor variation mellan olika aktörer måste tolkas som att det antingen finns en stor skillnad på kvalitet eller en stor skillnad på kunskap beträffande teknisk utrustning som växelriktare<sup>21</sup>. Detta gäller speciellt för takanläggningar där flera svarande angav att de inte räknade med några driftkostnader. I dessa fall blir resultatet, LCoE, inte realistiskt.

## 4.2 Investeringskostnad påverkas av förutsättningar

Jämfört med installatörernas bedömning av investeringskostnaderna (se Figur 1-5) är de medelvärden som beräknas från aktörernas svar något högre. Detta är inte speciellt förvånande då ägaren har tillkommande kostnader i jämförelse med säljaren, exempelvis kostnader för projektering. Intervallet av kostnader som anges är dock i princip detsamma trots att denna undersökning utförs ett år senare.

Investeringskostnaderna spänner från 9 kr/W till 16,1 kr/W för takanläggningar. Kostnadsdrivande förutsättningar som nämns är takhållfasthet, arbetsförhållanden, logistik, ställningar för panelerna, nätinfrastruktur och eventuell annan infrastruktur såsom vägar, alltså byggförutsättningar snarare än priset på moduler. För solcellsparker är skillnaderna i investeringskostnad små. Medel ligger på 11,3 kr/W för nyckelfärdiga projekt. De parkanläggningar med lägst specifika investeringskostnader är de som installeras på stenfri mark i närhet till befintlig nätinfrastruktur och befintliga vägar.

Att såväl den lägsta specifika investeringskostnaden såsom den högsta har fåtts för en takanläggning visar på komplexiteten i kostnadsstrukturen och svårigheten att jämföra projekt med varandra. Ett projekt på ett högt hus, med sluttande plåttak i stadsmiljö, där det finns hårda krav på logistik och arbetstider samt restriktioner i takets hållfasthet kommer att beräknas helt annorlunda än ett projekt med god tillgänglighet för logistik, möjlighet till flexibla arbetstider samt gynnsamma förutsättningar för hållfasthet och lutning på taket.

Medelstorleken för anläggningarna är förhållandevis stor för att vara takanläggningar. I detta hänseende antas inte urvalet vara representativt. Flera av de intervjuade aktörerna har angett att de på grund av skatteskal begränsat anläggningar till topp effekter under 255 kW<sup>22</sup>.

<sup>21</sup> Begreppet kvalitet används i kontexten för att beteckna teknisk livslängd.

<sup>22</sup> Godkända anläggningar 2017-04-04: Enbart 18 av 4793 registrerade solcellsanläggningar överskrider 255 kW <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>



### 4.3 Lönsamhetsberäkningen är komplex

Samtliga intervjuade aktörer anser sig tjäna pengar på sin investering, trots det stora kostnadsspannet. Det säger något om hur stor potentialen för lokala solel-installationer är. I ljuset av den stora kostnadsspridningen är det logiskt att några aktörer, men inte alla, poängterade att investeringsbidraget var avgörande för investeringsbeslutet medan andra aktörer menade att de klarat projektekonomi utan bidrag.

Elcertifikat, bokföringstekniska åtgärder och administrativa konstruktioner för att mäta och sälja el på ett så lönsamt sätt som möjligt bidrar också till anläggningarnas lönsamhet. Bokföringstekniskt kan en investering i solceller minska årets resultat och därmed den beskattningsbara vinsten. Vinstskatten för aktiebolag är 22 %<sup>23</sup>.

Solceller är inte bara elproduktion utan även en investering som konkurrerar med nätinfrastrukturen och andra investeringar. Enstaka aktörer menade att det är orimligt att jämföra en investering i solel med en annan finansiell investering. Många nämner energilager som en potentiell framtida möjlighet med förhoppning om att kunna minska köpt el och nätavgifter ännu mer.

I princip alla aktörer framhåller även ekonomiska mervärden såsom varumärkesbyggande och marknadsföring. Endast en har räknat med detta i investeringskalkylen. Det visar på en intressant bredd i investerarrationaliteten och hur ekonomisk hållbarhet beskrivs

### 4.4 Finansiering och livslängd viktiga för kalkylen

Under intervjuerna framhöll i princip samtliga svaranden att de trodde att panelerna håller mycket länge (30+ år) och att de sannolikt avvecklas av ekonomiska skäl snarare än tekniska. I princip alla svaranden trodde att en eller ett par växelriktarbyten skulle bli aktuella. Energimyndigheten har i ett test med forcerat åldrande inte lyckats visa några dramatiska degraderingsförluster för solceller.<sup>24</sup>

Att de flesta aktörer finansierar sina anläggningar med eget kapital tyder på att detta upplevs lönsamt, sannolikt av bokföringstekniska skäl. Det är inte rimligt att anta att alla framtida aktörer har så god likviditet att de kan finansiera utan krediter. Finansieringsmöjligheterna och upplägget kan påverka vilken potential som finns för solel.

<sup>23</sup> <https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/foretagare/aktiebolag.4.5c13cb6b1198121ee8580002546.html>

<sup>24</sup> <http://www.energimyndigheten.se/tester/tester-a-o/solceller-moduler/>



## 5 Fortsatta rekommendationer

### 5.1 Datamängd och metod

Resultaten bedöms kvalitativt ge en god indikation för produktionskostnaden LCoE och medelvärden i rapporten bedöms ligga nära det sanna medelvärdet för hela populationen.

I denna studie har endast 10 solcellsbyggare intervjuats. Det är bara en bråkdel av de aktörer som byggt solceller under 2016. Ur statistiskt hänseende är urvalet bristfälligt. Medelvärden och andra statistiska mått bör inte tas som giltiga för den totala populationen. Inte heller extremvärden bör användas för att säga något om spridningsmått.

Frågorna och metodiken bedöms fungera mycket väl. Datainsamlingsmetodiken med intervjuer är visserligen tidskrävande men ger många mervärden till diskussionen och förståelsen av data. Kvantitativa data i kombination med intervjuer ger en möjlighet att skatta rimligheten i beräknade nyckeltal.

### 5.2 Ämnen för framtida studier

#### 5.2.1 Denna studie bör upprepas med större urval

En avvägning mellan tidsåtgång för datafångst och datakvantitet bör utifrån erfarenheterna från denna studie vara att upprepa studien med ca 20 svaranden. Metoden kan delvis modifieras och de kostnadsdrivande parametrarna isoleras tydligare i enkäten.

Eftersom både teknik- och kostnadsutvecklingen går snabbt måste datainsamlingen ske under relativt kort tid och omfatta anläggningar som byggts och upphandlats under samma tid för att data ska ge en rättvisande bild. Dessutom måste data bearbetas och publiceras snabbt för att äga aktualitet. Detta står i direkt konflikt med en tidskrävande metod.

Det är Energimyndighetens ambition att periodvis uppdatera denna bedömning.

#### 5.2.2 Elmarknadspåverkan såsom profilkostnader

Det behövs vidare studier för att säga hur solekens lönsamhet kan bedömas och hur solel inverkar på elmarknadens prisbildning. Givet de höga ambitionerna för förnybar elproduktion är det nödvändigt att studera elmarknadens funktion och regelverk så att den främjar omställningen till ett förnybart energisystem.

En marknadsförutsättning för sol och vindkraft är att det är en teknik för att omvandla olagrad energi till el, till skillnad från bränslebaserade tekniker.

På en bränslefokuserad elmarknad med marginalkostnadsprissättning kommer prisbildningen klassiskt att ske utifrån elproduktionens rörliga kostnad. Förnybar

energi utan lager har låg alternativkostnad för att avstå produktion för ett senare tillfälle. Detta leder till att kraftslaget ger en svag signal till marknadspriset. Vid tillräckligt högt utbud påverkas marknadspriset och går mot noll.

Genom att handla med terminer (längre kontrakt) kan sol- och vindkraft säkra en intäkt även vid tillfällena då de helt tränger ut energi med rörlig kostnad och alternativkostnad från elmarknaden. Detta är viktigt främst för fristående anläggningar (parker).

### **5.2.3 Utbudskurva – kombinera kostnadsskattningar med potentialbedömning.**

För att solet i framtiden ska kunna inkluderas i scenarioarbetet för elsystemets utveckling behöver en marginalkostnadskurva göras där kostnadsnivåerna för att aktivera en viss potentiell utbyggnad bedöms. Detta kommer att bli föremål för en uppföljande studie som beräknas kunna initieras under hösten 2017.

För att kunna modellera solcellsutbyggnaden måste hela investerarrationaliteten beaktas. Gränserna mellan konsument och producent flyter delvis ihop. Detta är inget nytt utan har funnits ända sedan vattenkraftsdrivna smedjor och nu hos klassiska industrieföretag som genom förbränning av restprodukter tillverkar egen kraftvärme. De har hög egen bränsleförsörjningsgrad kombinerat med egenanvändning av egenproducerad elkraft, ånga och processvärme. Skillnaden är att solceller inte kräver någon bränsleresurs och är mindre skalkänslig för att nå lönsamhet.

Regelverk för överföring och handel med el och flexibilitet för olika användare behöver utvecklas för att främja de faktorer som bidrar till ett hållbart energisystem. Industrins kraftvärme har präglat dagens elsystem och solceller har liknande marknadsnisch. Detta bör studeras vidare.

### **5.2.4 Solelens roll i energisystemet.**

Det finns idag ingen ekonomiskt realistisk möjlighet att täcka hela energibehovet för en byggnad i svenska förhållanden med solet pga säsongsvariationer. Eftersom solet saknar lagerförmåga måste den som äger egen soletproduktion vara ansluten i ett system som erbjuder flexibilitet, eller investera i någon typ av energilager. Hur dessa tjänster ska prissättas och regleras bör studeras vidare.

Ökad elproduktion från variabla källor kan leda till ett energiöverskott vid vissa tidpunkter. Detta kan leda till behov av nya lösningar för att nå ett resurseffektivt samhälle. Hur ökad användning av förnybar energi kan bidra till ökad resurseffektivitet är ett ämne för framtida studier.



### **Ett hållbart energisystem gynnar samhället**

Energimyndigheten arbetar för ett hållbart energisystem, som förenar ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

Vi utvecklar och förmedlar kunskap om effektivare energi-användning och andra energifrågor till hushåll, företag och myndigheter.

Förnybara energikällor får utvecklingsstöd, liksom smarta elnät och framtidens fordon och bränslen. Svenskt näringsliv får möjligheter till tillväxt genom att förverkliga sina innovationer och nya affärsidéer.

Vi deltar i internationella samarbeten för att nå klimatmålen, och hanterar olika styrmedel som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter. Vi tar dessutom fram nationella analyser och prognoser, samt Sveriges officiella statistik på energiområdet.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats [www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se).



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna  
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99  
E-post [registrator@energimyndigheten.se](mailto:registrator@energimyndigheten.se)  
[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)