

# Solceller i omvärlden

Kartläggning avseende andra länders styrmedel/  
strategier för solcellsimplementering

*ER 2016:23*

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 2016:23

ISSN 1403-1892

## Förord

Den här rapporten är en del av utredningen och regeringsuppdraget ”Uppdrag till Energimyndigheten att ta fram en strategi för ökad användning av sol” M2015/636/Ee (delvis) och M2015/2853/Ee, Regeringsbeslut II:2. Enligt uppdraget ska Energimyndigheten analysera hur sol ska kunna bidra till att Sverige på sikt ska ha 100 procent förnybar energi och föreslå en strategi för hur användningen av sol ska kunna öka i Sverige.

Energimyndigheten ska redovisa uppdraget till Regeringskansliet (Miljö- och energidepartementet) och slutredovisning sker senast den 17 oktober 2016.

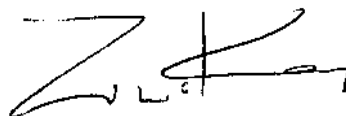
Den här rapporten har på uppdrag av Energimyndigheten tagits fram i samarbete med Sveriges representant inom IEA-PVPS, Johan Lindahl, och utgör en underlagsrapport till regeringsuppdraget. Rapporten är en internationell jämförelse av Sveriges och andra länders strategier för främjandet av sol. Syftet är att kartlägga olika styrmedel, stödsystem och affärsmodeller för att bygga ut solceller som finns internationellt.

Rapporten innefattar sammanfattningar av generella förutsättningar för solcellstekniken och olika stödsystem och affärsmodeller som använts för att bygga ut solceller. Djupare fallstudier och jämförelser med Sverige görs i rapporten för fyra länder, Danmark, Tyskland, Schweiz och Österrike. Analyserna i rapporten bygger främst på uppgifter från 2015, men i de fallen där uppdaterade uppgifter inte har hittats används data från tidigare år.

Eskilstuna oktober 2016



Erik Brandsma  
Generaldirektör



Zinaida Kadic  
Projektledare



# Innehåll

<b>1</b>	<b>Sammanfattning</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Generella förutsättningar för investeringar i solcellstekniken</b>	<b>7</b>
2.1	Investeringskostnad.....	7
2.2	Egenförbrukning .....	11
<b>3</b>	<b>Olika stödsystem och affärsmodeller för utbyggnad av solceller</b>	<b>15</b>
3.1	Inmatningstariffer .....	15
3.2	Inköpsavtal .....	16
3.3	Anbudsinfordran .....	16
3.4	Nettomätning eller nettodebitering .....	16
3.5	Elcertifikat eller liknande RPS-baserade system .....	17
3.6	Investeringsstöd och skattelättnader .....	18
<b>4</b>	<b>Fallstudier</b>	<b>19</b>
4.1	Danmark.....	21
4.2	Schweiz .....	28
4.3	Österrike.....	36
4.4	Tyskland .....	41
<b>5</b>	<b>Lista över andra redovisande och underlagsrapporter i uppdraget</b>	<b>55</b>
	Annex .....	55



# 1 Sammanfattning

Åtminstone sedan 1990-talet har solceller ansetts som teknik för förnybar elproduktion med stor potential i världen. Men de höga kostnaderna var ett stort hinder för en bredare penetration av solcellstekniken. För att påskynda det tekniska lärandet och på så vis minska kostnaderna samt skapa inhemska solcellsmarknader infördes stödsystem i flera länder. I den tidiga fasen fanns det flera olika typer av marknadsintroduktionsprogram. Men sedan början av 2000-talet har utbyggnaden av solceller dominerats av två typer av ekonomiska incitament: inmatningstariffer och investeringsstöd. Införandet av dessa stödsystem har lett till sjunkande priser och utbyggnad av solceller i ett flertal länder.

Priserna har sjunkit så pass mycket att produktionskostnaden för solel numera är lägre än slutkonsumenterna rörliga elpris (nätparitet) i de flesta länder och storskaliga solcellsanläggningar kan i vissa länder konkurrera utan stöd med traditionella elproduktionstekniker. Utvecklingen de senaste 1–2 åren har inneburit att de traditionella affärsmodellerna och stödsystemen delvis har spelat ut sin roll samtidigt som det dyker upp nya affärsmodeller och ramverk för den fortsatta utbyggnaden av solceller.

Syftet med den här rapporten är att analysera för Sveriges vidkommande intressanta stödsystem och solcellsmarknader. För att öka förståelsen för olika marknadens utveckling definieras en del generella förutsättningar för solcellstekniken i kapitel 2. I kapitel 3 beskrivs olika stödsystem och affärsmodeller som använts runt om i världen för att bygga ut solceller. I kapitel 4 görs sedan djupare fallstudier för fyra länder, Danmark, Tyskland, Schweiz och Österrike. Dessa länder har valts utifrån att de dels har geografiska lägen, elmarknader och produktionsmixar som liknar Sveriges, men också för att de har solcellsmarknader som är större och mer utvecklade än Sveriges. Analyserna bygger främst på uppgifter från 2015, men i de fall där uppdaterade uppgifter inte har hittats används data från tidigare år.



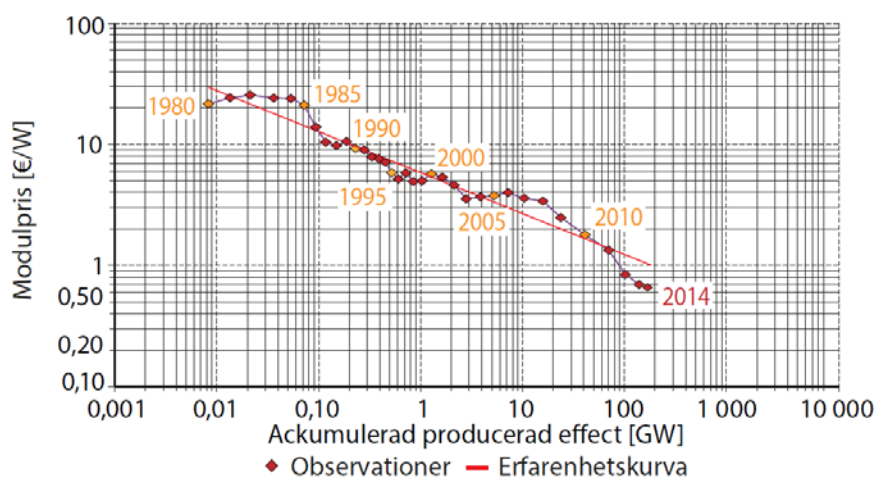


## 2 Generella förutsättningar för investeringar i solcellstekniken

### 2.1 Investeringskostnad

Investeringskostnaden för ett nyckelfärdigt solcellssystem inkluderar både hårdvara och indirekta kostnader. Till hårdvara räknas moduler, växelriktare, monteringsmaterial samt annan elektronik och kablar. Bland de indirekta kostnaderna ingår bland annat projektering, installationsarbete, frakt, idrifttagning och marginalvinsterna. Historiskt har solcellsmodulerna, och till viss del även växelriktarna, utgjort majoriteten av kostnaderna för nyckelfärdigt solcellssystem. De senaste årens prissänkningar för solcellssystem har skett främst tack vare en nedgång i priserna för moduler och växelriktare.<sup>1</sup> Kostnadsminskningar för hårdvaran tillskrivs bland annat framsteg inom teknikutveckling genom förbättrad verkningsgrad för både modulerna och växelriktare men också effektivare produktionsprocesser genom minskad material- och energiåtgång.<sup>2</sup>

Därutöver har skapandet av en global marknad gett förutsättningar för industriutveckling och stordriftsfördelar. Den prisreduktion som skett för moduler och växelriktare i takt med att den globala solcellsmarknaden expanderat illustreras i Figur 1 respektive Figur 2.

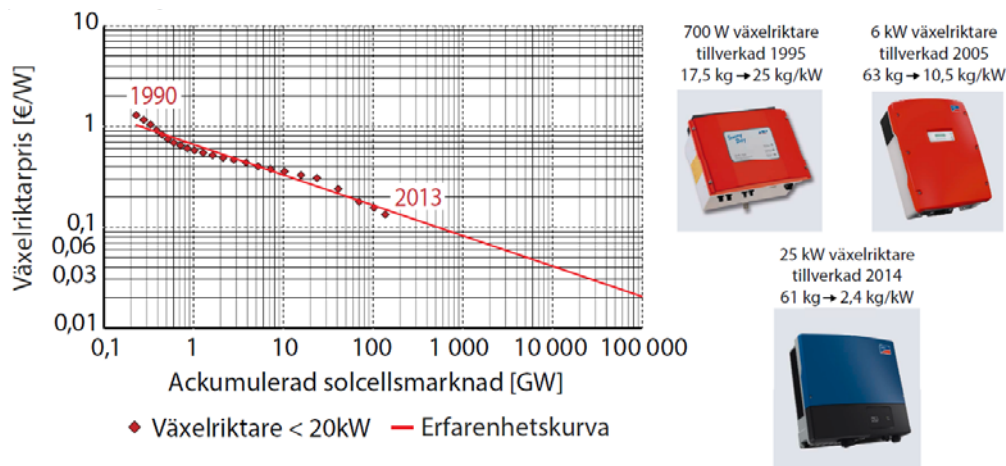


Figur 1. Erfarenhetskurvan för solcellsmoduler. Historiska modulpriser jämfört med den sammanlagda effekten hos världens alla producerade moduler. Prisreduktionen har i snitt varit 21 procent vid varje fördubbling av produktionen.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> J. Seel, G. L. Barbose, and R. H. Wiser, "An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany," *Energy Policy*, vol. 69, pp. 216–226, 2014.

<sup>2</sup> IEA, "Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy," Paris, 2014.

<sup>3</sup> J. Mayer, D. Fürstenwerth, S. Phillips, N. Saad Hussein, T. Schlegl, and C. Senkpiel, "Current and future cost of photovoltaics – Long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale PV systems," Study on behalf of Agora Energiewende, Freiburg, 2015.



Figur 2. Erfarenhetskurvan för växelriktare. Historiska modulpriser jämfört med den sammanlagda effekten hos världens alla installerade solcellsmoduler. Prisreduktionen har i snitt varit 19 procent vid varje fördubbling av marknaden.<sup>4</sup>

Utöver möjligheten till stordriftsfördelar i produktionen har de växande marknaderna inneburit att även solcellsinstallatörer har kunnat sänka de indirekta kostnaderna genom att standardisera installationer, driftsättning och tillståndsprocesser.<sup>5</sup> Slutpriser för olika typer av system varierar och beror på storleken på systemen, typen av montering, använda systemkomponenter, vilken typ av kund det är, hur ägandet ser ut och även storleken på installatörsfirman.

Prisutvecklingen för solcellssystem förutspås fortsätta sjunka<sup>6</sup>, men i vilken takt och till vilka nivåer är svårt att förutspå. I en stor studie från tyska Fraunhofer har man kommit fram till att kostanden för storskaliga solcellsparker skulle kunna minska från 9 100 kr/kW (2014) till 5 600–2 600 kr/kW fram till 2050.<sup>7</sup> Man förutsatte dock att teknikutvecklingen följer samma erfarenhetskurva som tidigare och att den globala marknaden fortsätter att växa. I IEA's scenarier bedömer man att solceller kommer fortsätta växa från dagens nivå på ca 1 procent av den totala elproduktionen i världen<sup>8</sup> till upp mot 16 procent till 2050.<sup>9</sup> Även teknikutvecklingen förutspås att fortsätta eftersom det fortfarande sätts nya verkningsgradsrekord för små solceller på labbnivå.<sup>10</sup> Nämnas bör även att det i

<sup>4</sup> J. Mayer, D. Fürstenwerth, S. Phillips, N. Saad Hussein, T. Schlegl, and C. Senkpiel, "Current and future cost of photovoltaics – Long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale PV systems," Study on behalf of Agora Energiewende, Freiburg, 2015.

<sup>5</sup> G. Nemet, E. Shaughnessy, R. Wiser, N. Darghouth, K. Gillingham, and V. Rai, "Characteristics of low-priced solar photovoltaic systems in the United States," 2016.

<sup>6</sup> IEA, "Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy," Paris, 2014.

<sup>7</sup> J. Mayer, D. Fürstenwerth, S. Phillips, N. Saad Hussein, T. Schlegl, and C. Senkpiel, "Current and future cost of photovoltaics – Long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale PV systems," Study on behalf of Agora Energiewende, Freiburg, 2015.

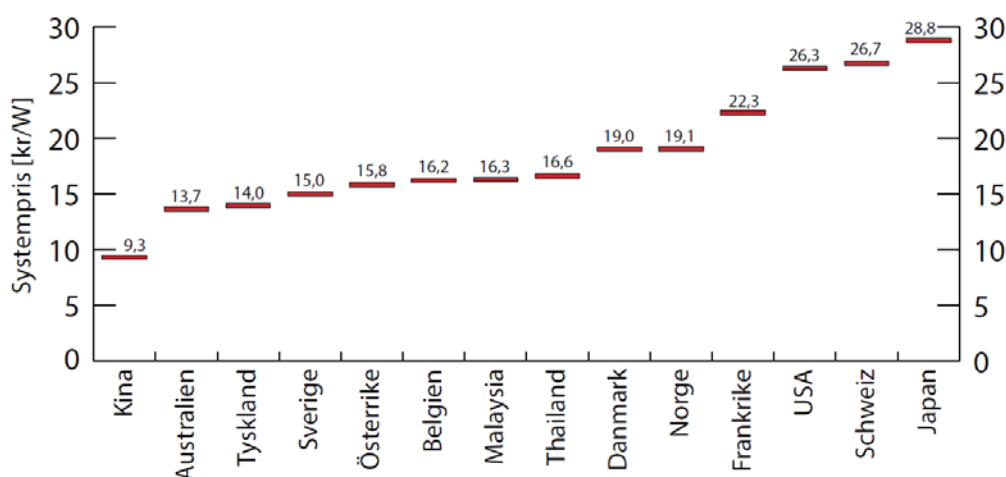
<sup>8</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>9</sup> IEA, "Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy," Paris, 2014.

<sup>10</sup> NREL, "Best research-cell efficiencies." [Online]. Available: [http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency\\_chart.jpg](http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg). [Accessed: 22-Jan-2016].

dagsläget sker forskning och utveckling både i Sverige och internationellt inom ett antal solcellstekniker som skulle kunna leda till mer radikala utvecklingssteg för solcellsmarknaden, exempelvis genom avsevärt högre verkningsgrader eller avsevärt lägre tillverkningskostnader.

En annan faktor som spelar roll för den fortsatta prisreduktionen är politiska beslut. Exempelvis har både USA och EU sedan några år tillbaka infört importtullar på kinesiska kisel-solceller och moduler efter att det framkommit att Kina subventionerar sina producenter och att både celler och moduler importeras till dumpade priser.<sup>11</sup> Inom EU infördes dessa tullar 2013 och utformades som ett minimipris ("Minimum Import Price", MIP) på 5,1 kr/W under vilket inga kisel-solceller eller moduler fick importeras. Dessa tullar håller modulpriserna i EU på en konstant nivå, vilket innebär att systempriserna i Europa stabiliserat sig. I storskaliga solcellsparkar utanför Europa köps nu moduler in till ett pris ner mot 3,3 kr/W, medan liknande projekt inom EU har ett minimipris på 5,1 kr/W på grund av importtullarna.



Figur 3. Inrapporterade typiska priser för villasystem i storleksordningen 5–20 kW under 2015. Priserna är alla exklusive moms för att det ska vara enklare att jämföra mellan olika länder och uppgifterna har hämtats från respektive lands IEA-PVPS National Survey Report.

I Figur 3 finns typiska priser för takmonterade villasystem i storleksordningen 5–20 kW för ett antal länder.<sup>12</sup> Värdena i figuren bör användas med försiktighet eftersom denna slags jämförelse innehåller ett flertal osäkerhetsfaktorer. En viktig aspekt när man jämför förutsättningarna och nivåerna på stödsystem i olika länder är att priset för ett likvärdigt solcellssystem inte är detsamma i alla länder. Bland annat skiljer sig metoderna att samla in prisstatistik åt mellan olika länder och snittstorlekarna kan också variera. En annan parameter som påverkar resultatet är hur starka olika valutor är vid det givna jämförelsetillfället. Dessutom varierar den generella kostnadsbilden i olika länder, t.ex. är de disponibla inkomsterna

<sup>11</sup> European Commission, "The European Union's measures against dumped and subsidised imports of solar panels from China," 2015.

<sup>12</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

i Schweiz högre än i Danmark, vilket innebär att skillnaderna mellan ett solcells-systems pris relativt inkomsten i olika länder kan vara mindre än vad grafen visar. Dock kan ovan nämnda felkällor inte förklara hela den spridning i systempriser som syns i figuren, utan priserna skiljer sig åt mellan olika marknader.

Det som påverkar systempriserna i olika länder är kostnaderna för hårdvaran respektive mjukvaran. För hårdvaran är prisvariationerna mellan olika länder relativt liten då både moduler och växelriktare köps och säljs på en internationell marknad.<sup>13, 14</sup> Modulpriserna varierar något beroende på ursprungsland men generellt kostar de olika modulerna lika mycket världen över.<sup>15</sup> Typiska modulpriser till slutkund låg under 2014 mellan 6–10 kr/W i de flesta länder och för de flesta typer av system.<sup>16</sup> Ett undantag är den japanska marknaden där det typiska modulpriset var 16 kr/W.<sup>17</sup> En större spridning i modulpriser kan komma att ske i framtiden, med högre priser i Europa än i resten av världen, på grund av importtullar. EU-kommissionen utreder för närvarande om importtullarna ska förlängas.<sup>18</sup>

Det som varierar mest mellan olika länder<sup>19</sup> är skillnaderna i de indirekta kostnaderna eftersom löneläge, skatt på arbete, regelverk, förväntad vinstmarginal, byggnaders utformning, byggregler och (i de fall det är aktuellt) även moms skiljer sig åt mellan olika länder.

Oftast är systempriserna lägre på större och mer välutvecklade marknader då konkurrensen är högre. En större marknad innebär att installatörerna kan specialisera sig på olika marknadssegment och standardisera sina installationsprocedurer. Konkurrens, specialisering och ett jämnare orderflöde innebär att installatörerna kan ta in större partier hårdvara och kravet på vinstmarginal minskar.

Dock innebär inte en stor marknad per automatik låga systempriser. T.ex. var Japan och USA bland de länder som installerade mest solceller i ren effekt under 2014, och som Figur 3 visar så har de högre systempriser än många andra länder. Systempriserna kan även variera en hel del inom ett land.

Vid en jämförelse av kostnader för villasystem mellan USA och Tyskland framkom det att alla kostnader, förutom moduler, var högre i USA, men att det framför allt gällde kostnaderna för installationsarbete, vinstmarginal och kundförvärvning. De högre kostnader som kan relateras till direkta skillnader mellan marknaderna är att USA har högre moms nivåer (solcellssystem i Tyskland är befriade från moms),

<sup>13</sup> J. Seel, G. L. Barbose, and R. H. Wiser, "An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany," *Energy Policy*, vol. 69, pp. 216–226, 2014.

<sup>14</sup> SolarServer, "PVX spot market price index solar PV modules." [Online]. Available: <http://www.solarserver.com/service/pvx-spot-market-price-index-solar-pv-modules.html>. [Accessed: 14-Jun-2016].

<sup>15</sup> Ibid

<sup>16</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>17</sup> Ibid

<sup>18</sup> European Commission, "The European Union's measures against dumped and subsidised imports of solar panels from China," 2015.

<sup>19</sup> J. Seel, G. L. Barbose, and R. H. Wiser, "An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany," *Energy Policy*, vol. 69, pp. 216–226, 2014.

installerar system som i genomsnitt är mindre och överlag har längre projektutvecklingstider.<sup>20</sup> En annan förklaring är att USA och Japans stödsystem ligger på höga nivåer som tillåter högre marginaler och därmed systempriser, vilket delvis fastslags i USA.<sup>21</sup> Om stödnivåerna sänks kontinuerligt utifrån prisbildningen på marknaden och detta kommuniceras så klarar ofta solcellsleverantörer att pressa priserna i takt med dessa sänkningar. Ett exempel är den tyska marknaden och utvecklingen av deras inmatningstariffer som illustreras i Figur 3.

## 2.2 Egenförbrukning

Självkonsumtion, eller egenförbrukning, definieras som den andel av den totala solcellsproduktionen som solcellssystemets ägare konsumerar direkt i den byggnad som solcellsanläggningen är ansluten till. Det som gör självkonsumtion attraktivt är att produktionskostnaden av solet inte jämförs med spotpriset eller nivåerna för eventuella inmatningstariffer, utan mot den rörliga delen av det totala elpriset till slutkund eftersom man ersätter köpt el med den egenproducerande soleden. I och med de sjunkande produktionskostnaderna för solet sätts självkonsumtion i direkt konkurrens med att köpa el från en elhandlare. Beroende på att subventioner till solceller minskar i ett flertal länder anser flera experter att det är självkonsumtionsaffärsmodellen som kommer att dominera utbyggnaden av solceller i Europa och andra delar av världen där elsystemen är välutvecklade.

I de flesta länder är en viktig förutsättning för självkonsumtion att solcellssystemet byggs i anslutning till den plats där konsumtionen sker, oftast på en byggnad. Undantag finns (Mexiko och Brasilien) där självkonsumtion mellan avlägsna platser tillåts.<sup>22</sup> En av fördelarna med solceller är att de kan byggas där den faktiska elanvändningen sker och därmed kan förluster undvikas och även anspråket på ny mark. För solcellsanläggningar dimensionerar man kabelförluster till högst 1 procent när en anläggning sitter på samma byggnad som elanvändningen äger rum, vilket kan jämföras med den totala förlusten i de svenska elnäten som var cirka 6,7 procent av den totala produktionen under 2014.<sup>23</sup>

Självkonsumtionssystem förutsätter att den el som produceras av ett solcellssystem ska förbrukas omedelbart eller inom en 15 minuter, annars fås ett överskott. Storleken på överskottet beror på storleken på solcellssystemet och hur både det dagliga och säsongsrelaterade konsumtionsmönstret ser ut.<sup>24</sup> För kommersiella fastigheter är det oftast lättare att dimensionera solcellssystem för 100 procent självkonsumtion. Men för privata bostäder fås ofta ett överskott då systemen

<sup>20</sup> J. Seel, G. L. Barbose, and R. H. Wiser, "An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany," *Energy Policy*, vol. 69, pp. 216–226, 2014.

<sup>21</sup> G. Nemet, E. Shaughnessy, R. Wiser, N. Darghouth, K. Gillingham, and V. Rai, "Characteristics of low-priced solar photovoltaic systems in the United States," 2016.

<sup>22</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>23</sup> Svensk Energi, "Elåret 2014," Stockholm, 2015.

<sup>24</sup> R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, "Photovoltaic self-consumption in buildings: A review," *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015.

skulle bli väldigt små om de dimensionerades för 100 procent självkonsumtion. En aktör som på detta vis under vissa tidpunkter köper el och under andra säljer el kallas för en prosument. Värdet på överskottet har betydelse för solcellsanläggningens lönsamhet och ersättningen varierar mellan olika länder:

- Det överskott som matas in på elnätet ersätts inte alls (t.ex. Spanien).
- Överskottet prissätts utifrån marknadspriset på el, med eller utan en bonus (t.ex. Sverige).
- Värdet på överskottselen bestäms av en inmatningstariff (t.ex. Tyskland eller Danmark)
- Genom nettomätning får överskottselen samma värde som elpriset till slutkund, ibland med ytterligare stimulansåtgärder eller ytterligare skatter (t.ex. Belgien eller USA).

En avgörande faktor för att självkonsumtionsaffärsmodellen fungerar är att synen på egenproducerade och konsumerade produkter inte skiljer sig från andra egenproducerade och konsumerade varor eller tjänster i samhället, d.v.s. att inga eller ytterst låga skatter eller avgifter läggs på den självkonsumerade elen. Det är också viktigt att regelverket är enkelt då många regler och för mycket administration blir en barriär för många privatpersoner och mindre företag som vill investera i egen elproduktion.<sup>25</sup> Får egenproducerad och konsumerad el samma skatte- och avgiftstryck som den el privatpersoner eller företag köper från kommersiella elhandlare försvinner incitamentet för självkonsumtion och därmed också incitamentet att bygga solcellproduktion i anslutning till en byggnad med konsumtion.

Om det ändå byggs solceller trots att självkonsumtionsaffärsmodellen inte är attraktiv kommer detta att ske genom den klassiska affärsmodellen för centraliserad elproduktion, d.v.s. att elen säljs till en elhandlare som säljer den vidare via elnäten till slutkonsumenten. Solcellssystem som använder sig av den affärsmodellen byggs fördelaktigast på marknaden eftersom det är något billigare än att bygga på tak. Därmed förloras två av solcellsteknologin fördelar, nämligen att om systemen sätts på en redan befintlig byggnad minskar förlusterna i näten och ingen ny mark behöver tas i anspråk.

Eftersom värdet på överskottselen numera i de flesta fall är lägre än den självkonsumerade delen av elen skulle en ökad självkonsumtionsgrad öka värdet av solcellen. En del kunder anser att de självkonsumtionsgrader som oftast uppnås för privata solcellssystem är för låga och därmed kan en ökad självkonsumtionsgrad öka intresset för solenergi.<sup>26</sup> Dessutom skulle en ökad självkonsumtionsnivå sänka belastningen på elnäten. Det finns två sätt att öka självkonsumtionsgraden hos ett solcellssystem, antingen genom energilagring eller genom efterfrågestyrning.<sup>27</sup>

<sup>25</sup> J. Palm and M. Tengvard, "Motives for and barriers to household adoption of small-scale production of electricity: examples from Sweden," *Sustain. Sci. Pract. Policy*, vol. 7, no. 1, pp. 6–15, 2011.

<sup>26</sup> Ibid

<sup>27</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, A. Murata, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2014 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2014.

## 2.2.1 Energilagring

Batterier eller andra lagringsmöjligheter kan hjälpa att öka självkonsumtionsgraden.<sup>28</sup> Utöver det kan batterier användas för att stabilisera inmatningen av sol till elnätet och i vissa fall tillhandahålla sidotjänster till nätet. Studier har visat att koppla batterier med en kapacitet på 0,5–1 gånger det installerade solcellssystemets effekt ökar självkonsumtionsgraden med mellan 10 procent och 24 procent i jämförelse med den ursprungliga självkonsumtionsgraden.<sup>29</sup>

Intressent kring energilagring är stor inom energidebatten men än så länge sker marknadsutvecklingen långsamt. Anledningen är ganska enkel: priserna för lagring är fortfarande höga och få incitament för lagring finns. Därmed är antalet marknader där lagring av el är attraktivt väldigt få, även om priserna för batterier sjunker snabbt just nu.<sup>30</sup> De länder som stödde småskalig energilagring under 2015 var Tyskland som med ett investeringsstödsprogram stödde batterilagring i kombination med solcellssystem, Österrike som har olika regionala stöd, samt Italien som hade en skatterabatt.<sup>31</sup> I Sverige beslutades den 6 oktober i år om ett nytt investeringsstöd för lagringssystem för privatpersoner, som ersätter 60 procent av kostnaderna.<sup>32</sup>

## 2.2.2 Efterfrågestyrning

Det finns flera betydelser av begreppet efterfrågestyrning, där den gemensamma nämnaren är att förbättra ett energisystem genom ändringar på konsumtionssidan. Tanken är generellt att skifta kraftbehovet i ett hushåll eller fastighet, genom exempelvis värme, ventilation och luftkonditionering, från tidsperioder solcellsanläggningen producerar ett underskott till perioder med ett överskott. Intresset för efterfrågestyrning är än så länge lägre än för energilagring och studierna är därmed också färre. Men litteraturen har visat att man kan uppnå en ökad självkonsumtionsgrad på mellan 2 procent och 15 procent i jämförelse med den ursprungliga självkonsumtionsgraden.<sup>33</sup>

<sup>28</sup> Energistyrelsen, "Støtte til el fra solceller." [Online]. Available: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi-3>. [Accessed: 09-Jan-2016]

<sup>29</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, A. Murata, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2014 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2014

<sup>30</sup> B. Nykvist and M. Nilsson, "Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles," *Nat. Clim. Chang.*, vol. 5, pp. 329–332, 2015.

<sup>31</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>32</sup> Regeringskansliet, "Regeringen främjar lagring av egenproducerad el" <http://www.regeringen.se/presmeddelanden/2016/10/regeringen-framjar-lagring-av-egenproducerad-el/> [Accessed: 13-Oct-2016]

<sup>33</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, A. Murata, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2014 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2014





## 3 Olika stödsystem och affärsmodeller för utbyggnad av solceller

### 3.1 Inmatningstariffer

Konceptet inmatningstariff är enkel. El som produceras av ett solcellssystem och som matas in i nätet ersätts med ett fördefinierat pris och detta pris garanteras under en bestämd period. I teorin skulle ersättningsnivån kunna anpassas till inflationen, men det är sällan fallet. Historiskt har inmatningstariffer inneburit att all el som ett solcellssystem producerar matas in på nätet. Men i och med att produktionskostnaden för solel gått ner så ligger inmatningstarifferna numera i många länder under elpriset till slutkund, som exempelvis i Tyskland. Detta innebär att det är ekonomiskt fördelaktigt att först självkonsumera solelen, och att inmatningstarifferna endast används för det eventuella överskott som matas in i nätet. I många länder sker nu utbyggnaden av solceller genom en kombination av affärsmodellerna för inmatningstariffer och självkonsumtion (se avsnitt 2.2).

När budgeten för inmatningstariffsystem inte är begränsad, måste marknadsreglering komma från en annan kontrollåtgärd. Om det finns en obalans mellan nivån på inmatningstarifferna och produktionskostnaden för solel kan detta leda till snabb marknadsutveckling eller kollaps. I och med den snabba prissänkning av solcellssystem under de senaste åren har ett flertal länder (t.ex. Spanien under 2008, Tjeckien under 2010, Italien 2011) drabbats av marknadsexplosioner då inte nivåerna för inmatningstarifferna anpassades tillräckligt snabbt till de sjunkande priserna.<sup>34</sup> Anledningarna var att strukturerna, för att anpassa nivåerna för ersättning utifrån den ökande marknaden, saknades både i fråga om statistik för uppföljning men också långsiktiga regler. Efter en sådan marknadsexplosion har vanligtvis beslutsfattare valt att kraftigt skära ner eller helt ta bort inmatningstarifferna, vilket fått följden att många marknader kollapsat helt efter en snabb utbyggnad.

Utformningen av inmatningstariffsystem skiljer sig åt mellan olika länder gällande både ersättningsnivåer, garanterad tid och utformning. Inmatningstariffer kan finnas på nationell nivå (t.ex. Spanien, Tyskland, Japan, etc.), eller på regional nivå (t.ex. Australien eller Kanada), där vissa regioner har inmatningstariffer och där andra inte har det.<sup>35</sup> Ett annat exempel på regionala skillnader finns i Frankrike där man 2011 införde en geografisk parameter i nivåerna för att kompensera för skillnaden mellan solinstrålningen i olika regioner och där upp till 20 procent mer betalades i norr. Inmatningstariffer kan också erbjudas utanför den politiska ramen (t.ex. som i Sverige och Schweiz) genom att elhandlare erbjuder en högre kompensation än spotpriserna.<sup>36</sup>

<sup>34</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>35</sup> Ibid.

<sup>36</sup> J. Lindahl, "National survey report of PV power applications in Sweden 2014," IEA-PVPS task 1, Uppsala, 2015.

De traditionella inmatningstariffernas betydelse har minskat något de senaste åren, vilket, men det är fortfarande det mest använda stödsystemet för alla storlekar av nätanslutna solcellssystem; från små villasystem till storskaliga solcellsparker.

## 3.2 Inköpsavtal

Energiinköpsavtal ("power purchase agreements, PPA") är ett avtal mellan två parter, en som genererar el och en som köper el. Inköpsavtal definierar alla de kommersiella villkoren för försäljning av el mellan de två parterna. Dessa villkor inkluderar när projektet kommer att börja kommersiell drift, tidsplan för leverans av el, straff för underleverans, betalningsvillkor, och uppsägning. Ett inköpsavtal är huvudavtalet som definierar inkomster och kreditkvaliteten hos en solcellsanläggning och är därmed ett viktigt instrument för projektfinansiering. Bland annat USA, Mexiko, Peru, Brasilien, Marocko, Frankrike, Tyskland, Sydafrika, Jordanien, Förenade Arabemiraten och Indien har infört olika typer av anbudsinfordran som ett sätt att tilldela inköpsavtal till solcellsprojekt.

## 3.3 Anbudsinfordran

En anbudsinfordran är ett särskilt förfarande för generering av konkurrerande erbjudanden från olika anbudsgivare som vill ha tillgång till ett tjänstekontrakt. Anbudsinfordran är ett annat sätt att använda inmatningstariffer men samtidigt kontrollera budgeten för dessa. Systemet har införts i Frankrike för vissa marknadssegment (över 250 kW) och från och med 2015 använder sig även Tyskland av anbudsinfordran för större anläggningar.<sup>37</sup> För att få inmatningstariffkontraktet, måste ett solcellssystemets ägare gå igenom ett anbudsförfarande. Denna process kan vara utsatt för konkurrens (t.ex. som i Frankrike) eller helt enkelt ett administrativt förfarande. Systemet kan också användas för att främja viss teknik (t.ex. CPV system i Frankrike) eller för att införa ytterligare regler för projektörerna. Systemet kan vara tekniskspecifik (t.ex. Tyskland, Frankrike, Sydafrika, etc.) eller teknikneutralt (t.ex. Nederländerna eller Polen).<sup>38</sup> I det senare fallet när solceller har utsatts för konkurrens med andra energitekniker har framgången för solceller i Europa hittills varit liten. Dock har anbudsinfordransystem också använts i några framväxande marknader (t.ex. Indien, Jordanien, Chile och Förenade Arabemiraten) där solcellsparker vunnit i konkurrens med andra tekniker med anbud ner mot 0,24 kr/kWh.<sup>39</sup>

## 3.4 Nettomätning eller nettodebitering

Nettomätning eller nettodebitering är en form av självkonsumtion som tillåter att överskottet under en viss tidsperiod kvittas mot konsumtionen av el. Vid nettomätning är det energin, d.v.s. varje producerad och konsumerad kWh, som kvittas

<sup>37</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>38</sup> Ibid

<sup>39</sup> Ibid

medan det vid nettodebitering är värdet av varje producerad och konsumerad kWh vid de olika givna tidpunkterna som kvittas. Tidsperioderna inom vilken nettomätning eller nettodebitering tillåts kan variera från år till timmar och tidsperiodernas längd har stor betydelse för hur attraktivt systemet är för en solcellsägare.<sup>40,41</sup> Dessa typer av system finns i flera länder (t.ex. i Belgien, Nederländerna och i 44 av USAs stater) och har lett till några snabba marknadsutvecklingar (i Danmark 2012 och i Nederländerna 2014). I USA startade under 2013 en debatt om effekterna av nettomätning för elbolagen. Resultatet har hittills varit att antingen inte göra någonting förrän penetration av solceller når en viss nivå (t.ex. i Kalifornien) eller att införa en liten avgift för prosumenten (t.ex. i Arizona). I flera länder där solcellsutbyggnaden står i startgropen har nettomätningssystem föreslagits (t.ex. Israel, Jordanien, Dubai och Chile).<sup>42</sup>

En nackdel med nettomätning/nettodebitering med långa avräkningsperioder är att modellen inte kan kombineras med timmätning och timdebitering. Det innebär att nettodebitering skulle kunna äventyra de positiva effekter för elmarknaden med mer aktiva konsumenter och en ökad efterfrågefleksibilitet som timmätning förväntas innebära.<sup>43</sup>

### 3.5 Elcertifikat eller liknande RPS-baserade system

RPS står för ”Renewable Portfolio Standards” och vilket syftar till att främja utvecklingen av förnybara energikällor genom att införa en kvotplikt för leverantörer av el. Myndigheterna definierar att minst en viss andel av all el som säljs måste komma från förnybara energikällor, och alla försäljare måste följa denna kvot antingen genom att producera förnybar el själva eller genom att köpa särskilda certifikat på marknaden. Dessa certifikat kallas ibland för ”gröna certifikat” och motsvarar vanligtvis en MWh producerad el (t.ex. i Norge/Sverige och Belgien). Elcertifikaten som en producent tilldelas vid produktionen av en MWh förnybar el innebär vid försäljning extra ersättning som baseras på marknadspriset för dessa certifikat.

Detta system finns i olika former, i vissa system görs ingen skillnad mellan de olika förnybara energislagen, varken på kvot eller på ersättningsnivå (t.ex. som i det Svensk/Norska elcertifikatsystemet), medan man i andra fall har bestämda kvoter och ersättningsnivåer för solceller. Detta sker t.ex. i Korea som tidigare använde sig av inmatningstariffer för att stödja solceller men som 2012 bytte till ett RPS-system med en definierad kvot för just solceller. Regionen Bryssel

---

<sup>40</sup> E. Eriksson, P. Fritz, J. Helbrink, M. Lagerholm, and M. Lindén, “Prismodeller för egenproduktion av el Prismodeller för egenproduktion av el,” Elforsk, 2013.

<sup>41</sup> A. Molin, J. Widén, B. Stridh, and B. Karlsson, “Konsekvenser av avräkningsperiodens längd vid nettodebitering av solel,” Elforsk, 2010.

<sup>42</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, “Trends 2015 in photovoltaic applications,” IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>43</sup> E. Eriksson, P. Fritz, J. Helbrink, M. Lagerholm, and M. Lindén, “Prismodeller för egenproduktion av el Prismodeller för egenproduktion av el,” Elforsk, 2013.

i Belgien har infört en speciell typ av RPS-system som inkluderar en särskild korrektionsfaktor som anpassar antalet certifikat så att en investering alltid ska få en återbetalningstid på 7 år. RPS-system används ibland i kombination med andra stödsystem som t.ex. nettomätning (Belgien), investeringsstöd (Sverige) och skattelättnader (USA).

### 3.6 Investeringsstöd och skattelättnader

Solcellstekniken är förknippad med väldigt låga underhållskostnader, inga bränslekostnader, men höga initiala investeringskostnader.<sup>44</sup> Detta har lett till att vissa länder under olika perioder infört stödsystem som täcker en del av dessa initiala investeringskostnader för att uppmuntra investeringar i solceller (t.ex. i Australien, Belgien, Sverige, Japan, Italien och Kina).<sup>45</sup> Dessa subventioner är till sin natur en del av de offentliga utgifterna och att stödja en solcellsmarknad genom investeringsstöd begränsas ofta av en budget.

Skattelättnader kan betraktas på samma sätt som investeringsstöd eftersom de gör det möjligt att minska den initiala kostnaden för en investering i solceller. Skattelättnader har använts i en mängd olika länder (t.ex. i Kanada, USA, Belgien, Schweiz, Frankrike, Japan, Nederländerna och Italien), antingen för alla aktörer eller för enskilda aktörer.<sup>46</sup> Skattelättnader beror i hög grad på statsbudgetarna, och är mycket känsliga för politiska beslut.

Investeringsstöd och skattelättnader kan användas för att stödja icke nätanslutna system, eftersom t.ex. inmatningstariffer och inköpsavtal inte fungerar för dessa typer av system.

---

<sup>44</sup> J. Mayer, D. Fürstenwerth, S. Phillips, N. Saad Hussein, T. Schlegl, and C. Senkpiel, "Current and future cost of photovoltaics – Long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale PV systems," Study on behalf of Agora Energiewende, Freiburg, 2015.

<sup>45</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>46</sup> Ibid

## 4 Fallstudier

I detta kapitel studeras Danmarks, Tysklands, Schweiz samt Österrikes solcellsmarknader och stödsystem mer ingående och jämförs med de svenska förutsättningarna. I tabellen nedan, sammanfattas en del uppgifter om respektive land som har inverkan på utbyggnaden av solceller. I Figur 4 sammanställs de olika elproduktionsmixarna för respektive land medan Figur 5 visar hur marknadsutvecklingen hittills sett ut för dessa länder. Figuren innehåller också kommentarer om viktiga förändringar i regelverk och stödsystem som påverkat marknadsutvecklingen.

**Tabell 1. Generella uppgifter om de länder som behandlas djupare i denna rapport.**

	Danmark	Tyskland	Schweiz	Österrike	Sverige
Antal invånare 2015	6 miljoner	81 miljoner	8 miljoner	9 miljoner	10 miljoner
Slutlig elförbrukning* 2015 <sup>47</sup>	31,0 TWh	587 TWh	58,2 TWh	60 TWh	145,3 TWh
Typisk produktion från solceller*	925 kWh/kW	916 kWh/kW	1 120 kWh/kW	1 027 kWh/kW	950 kWh/kW
Årlig installerad effekt* 2015	183 MW	1 453 MW	333 MW	152 MW	47 MW
Total installerad effekt* 2015	786 MW	39 700 MW	1 394 MW	937 MW	127 MW
Andel solel av totala elkonsumtionen* 2015	2,5 %	7 %	1,9 %	1,6 %	0,1 %
Disponibel medianinkomst per konsumtionsenhet** 2013 <sup>48</sup>	175 000	176 800	232 700	191 400	187 700
Elpris för hushåll enligt Eurostat 2015 <sup>49</sup>	2,0 kr/kWh	2,5 kr/kWh	1,5 kr/kWh***	1,6 kr/kWh	1,4 kr/kWh
Systempriser för villasystem exklusive moms 2014*	12,3–22,2 kr/W	14,5 kr/W	20,0–33,7 kr/W	15,8 kr/W	12,0–19,0 kr/W
Momsats för solceller	25 %	(solcellssystem är befriade)	8 %	20 %	25 %
Medel systempriser inklusive moms* 2015 <sup>50</sup>	19 kr/W	14,5 kr/W	25 kr/kW	19 kr/W	19 kr/W
Långsiktig ränta för konvergensändamål i slutet av 2015 <sup>51</sup> (Som indikation på kapitalkostnaderna)	0,83 %	0,55 %	Ingen data	0,86 %	0,93 %

\* Data från respektive IEA-PVPS national survey report 2015. \*\* Inkomsterna är köpkraftsjusterade efter de prisskillnader som föreligger mellan länderna. \*\*\* Ej från Eurostat, utan från <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/>.

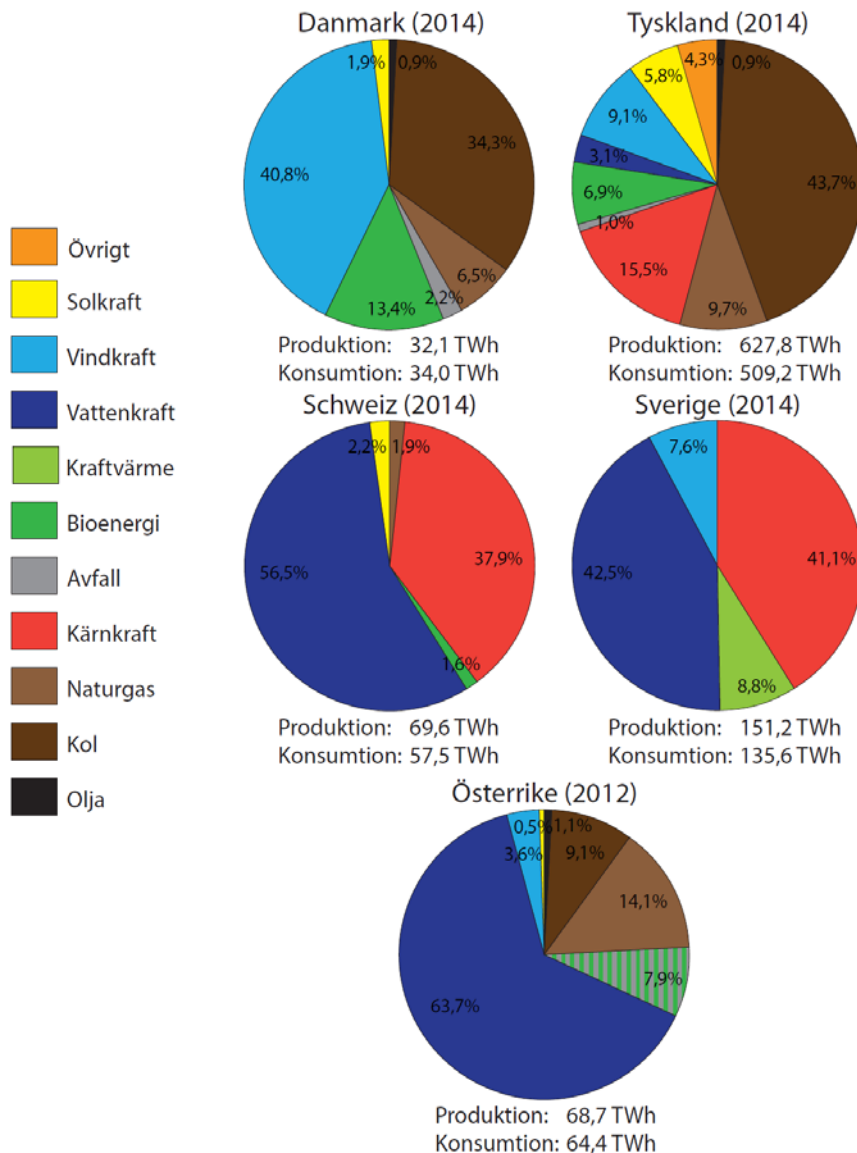
<sup>47</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>48</sup> Statistiska Centralbyrån, "Svensk inkomstökning står sig bra i Europa." [Online]. Available: [http://www.scb.se/sv/\\_Hitta-statistik/Artiklar/Svensk-inkomstokning-star-sig-bra-i-Europa/](http://www.scb.se/sv/_Hitta-statistik/Artiklar/Svensk-inkomstokning-star-sig-bra-i-Europa/). [Accessed: 09-Jan-2016].

<sup>49</sup> Eurostat, "Electricity prices components for domestic consumers – annual data (from 2007 onwards)." [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database#>. [Accessed: 14-Sep-2016].

<sup>50</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>51</sup> European Central Bank, "Statistical data warehouse, Interest rate statistics (2004 EU Member States & ACCBs)." [Online]. Available: [http://sdw.ecb.europa.eu/browseTable.do?node=bbn4864&SERIES\\_KEY=229.IRS.M.DE.L.L40.CI.0000.EUR.N.Z](http://sdw.ecb.europa.eu/browseTable.do?node=bbn4864&SERIES_KEY=229.IRS.M.DE.L.L40.CI.0000.EUR.N.Z). [Accessed: 09-Jan-2016].



Figur 4. Elproduktionsmixen 2014 i Danmark<sup>52</sup>, Tyskland<sup>53</sup>, Schweiz<sup>54</sup>, Österrike<sup>55</sup> och Sverige<sup>56</sup>. För Österrike gäller statistiken för 2012 då statistik för 2014 inte kunde hittas.

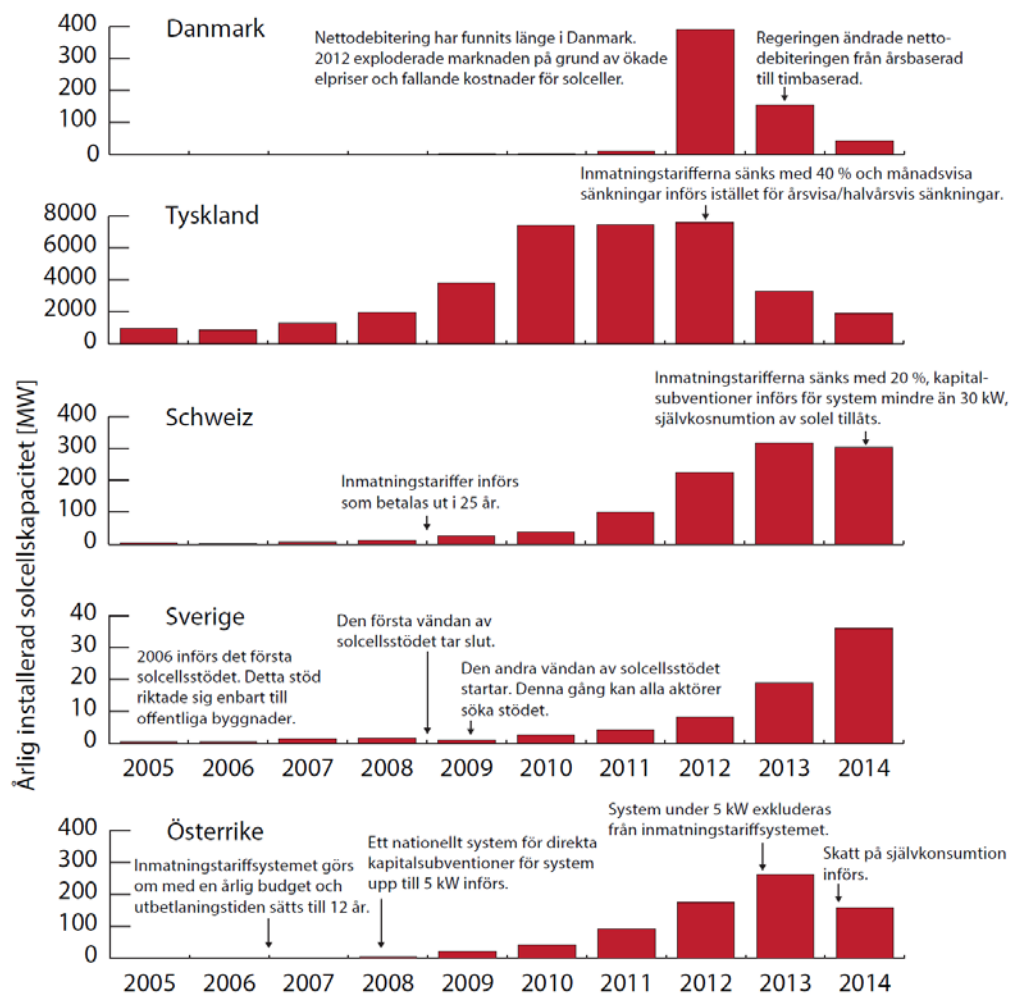
<sup>52</sup> Energistyrelsen, “Energistatistik 2014 – Data, tabeller, statistikker og kort,” Köpenhamn, 2015.

<sup>53</sup> S. Bundesamt, “Gross electricity production in Germany from 2012 to 2014.” [Online]. Available: <https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/Tables/GrossElectricityProduction.html>. [Accessed: 24-Jan-2016].

<sup>54</sup> Bundesamt für Energie BFE, “Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014 / Statistique suisse de l’électricité 2014,” Bern, 2015.

<sup>55</sup> International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries – Austria – 2014 Review,” IEA, Paris, 2014.

<sup>56</sup> Svensk Energi, “Elåret 2014,” Stockholm, 2015.



Figur 5. Årlig installerad solcellseffekt sedan 2005 i de berörda länderna. Observera att skalorna skiljer sig åt mellan länderna.

## 4.1 Danmark

### 4.1.1 Introduktion

På 1980-talet dominerades den danska elmarknaden av storskaliga, centrala kraftvärmeverk. Under årens lopp har utbyggnad av decentraliserade kraftvärmeanläggningar samt vindkraftverk ökat.<sup>57</sup> Den danska elsektorn kännetecknas idag av en delvis centraliserad och delvis distribuerad struktur. Danmarks elproduktionsenheter kan delas in i fyra huvudkategorier:

- Centrala kraftverk: 8 stycken produktionsanläggningar med generation baserad på kol, naturgas, olja och biomassa.
- Decentraliserade kraftverk: Omkring 1 000 industriella och lokala kraftvärmeanläggningar med generation av el baserad på naturgas, avfall, biogas och biomassa.

<sup>57</sup> Energistyrelsen, "Energistatistik 2014 – Data, tabeller, statistikker og kort," Köpenhamn, 2015.

- Vindkraftverk: cirka 55 000 vindkraftverk.
- Solceller: cirka 105 000 solcellsinstallationer.

Den danska bruttoproduktionen och nettoproduktionen av el uppgick till 32,2 TWh respektive 30,8 TWh under 2014, och nettoimporten uppgick till 2,6 TWh.<sup>58</sup> En stor del av elen produceras i dagsläget från kol i kraftvärmeanläggningar, men vindkraften har de senaste åren byggts ut i stor utsträckning och täckte 42 procent av Danmarks elbehov under 2015 (se Figur 4).

Relativt höga elpriser till slutkund är en annan aspekt som karakteriserar den danska energimarknaden då slutkonsumenterna i Danmark har bland Europas högsta elpriser.<sup>59</sup> Spotpriset i Danmark är dock relativt lågt och de höga elpriserna beror främst på höga skatter och avgifter på el.

Under de senaste åren har Danmark fått stor internationell uppmärksamhet då de är ett av de första länder som planerar att genomföra en grön energiomställning. I februari 2011 meddelade den danska regeringen ”energistrategin 2050” där ett av de viktigaste målen är utvecklingen av ett framtida miljövänligt energisystem helt fritt från fossila bränslen år 2050. Den danska energistrategin omfattar alla sektorer (el, värme och transport) och backas upp av ett brett politiskt stöd, vilket har gett stabilitet och kontinuitet i danska energipolitiken även under tider med olika minoritetsregeringar.<sup>60</sup>

Vind och bioenergi, den senare genom kraftvärmeanläggningar, har spelat nyckelrollerna i den danska energiomställningen. Solcellernas del i det framtida danska energisystemet har tidigare spåts spela en mindre roll då den nuvarande danska energiplanen har ett mål om att det ska finnas 800 MW solceller till 2020. Den danska energimyndigheten Energistyrelsen har tidigare i olika scenarion bedömt att ett rimligt mål för solceller är 1–2 GW till 2050, vilket i dessa scenarier skulle motsvara 2–5 procent av den totala produktionen.<sup>61</sup> Men i en ny uppdaterad energiplan som lanserades i december 2015 förutspås att den installerade solcellskapaciteten kommer att vara 3 GW redan vid 2025 då solceller kompletterar vindkraften på ett bra sätt.<sup>62</sup> Det skulle innebära och att solceller kan komma att stå för 8 procent av den totala elförbrukningen redan till 2025.<sup>63</sup>

<sup>58</sup> Eurostat, “Electricity prices components for domestic consumers – annual data (from 2007 onwards).” [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database#>. [Accessed: 14-Sep-2016].

<sup>59</sup> Ibid

<sup>60</sup> S. Ropenus and H. K. Jacobsen, “A snapshot of the danish energy transition – Objectives, markets, grid, support schmes and acceptance,” Agora Energiwende and DTU Management Engineering, 2015.

<sup>61</sup> Ibid

<sup>62</sup> J. Widén, “Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 177–184, 2011.

<sup>63</sup> Energistyrelsen, “Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2015 – Baggrundsrapport E: El og fjernvarme,” 2015.



#### 4.1.2 Solcellsmarknaden

De senaste åren har varit turbulenta för den danska solcellsmarknaden. I slutet av 2011 fanns det endast 17 MW installerade solcellskapacitet i Danmark. Efter det installerades det mellan åren 2011–2015 9,6 MW, 391,0 MW, 155,6 MW, 42,3 MW respektive 181,3 MW.<sup>64</sup> Vid slutet av 2015 hade Danmark en total installerad solcellskapacitet på 786,6 MW vilket utgör 2,5 procent av Danmarks totala elkonsumtion.<sup>65</sup> Den absoluta majoriteten av denna solcellskapacitet, sett till både antalet anläggningar och i effekt, utgörs av anläggningar i storleksordningen 1–6 kW. Dessa har installerats av privatpersoner inom ramen för det danska nettomätningssystemet (se avsnitt 4.1.4).

#### 4.1.3 Det allmänna PSO-systemet

I allmänhet finansieras stöden till förnybara energikällor genom en särskild avgift som ingår i konsumenternas elräkningar. Denna tilläggsavgift kallas ”Public Service Obligation”, PSO, och kan till viss del liknas vid den tyska ”EEG-Umlage” (Renewable Energy Act/EEG-avgiften) och den svenska elcertifikatavgiften. PSO används för vind, biomassa, solenergi och fjärrvärme och täcker de extra kostnaderna för förnybar elproduktion. Kostnaderna, som betalas av elkonsumenterna, uppgick till 7,1 miljarder danska kronor 2014 vilket motsvarar 0,17 kr/kWh.<sup>66</sup>

Under 2014 ifrågasattes det danska PSO-systemet av EU Kommissionen mot bakgrund av de statsstödsregler som gäller för EU:s medlemsländer. Kommissionen ifrågasatte att det endast är inhemskt producerad el som har tillgång till det stöd som finansieras av en allmän avgift som betalas baserat på all el som förbrukas i Danmark. Kommissionen informerade den danska regeringen att den preliminära bedömningen är att PSO finansieringen kan strida mot EU:s förbud mot diskriminerande avgifter. Som en konsekvens av ovanstående försenades förändringarna i det övergående netto-mätningssystemet och införandet av de högre inmatnings-tariffsnivåerna (se avsnitt 4.1.5). Det har beslutats mellan EU och den danska regeringen att man måste finna en lösning före utgången av 2016. I mitten av 2016 är den danska regeringens preliminära lösning att avskaffa PSO-systemet och använda stasbudgeten istället. Detta förslag är fortfarande i den politiska processen.

#### 4.1.4 Nettomätning

Den snabba utvecklingen under 2012 skedde tack vare den lag om nettomätning för privathushåll och institutioner som funnits i Danmark sedan en pilotperiod som började i mitten av 1998 och som sedan gjordes permanent 2005.<sup>67</sup> Denna lag hade ytterst liten effekt fram till 2012 då stigande elpriser i kombination med

<sup>64</sup> P. Ahm, “National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2015,” IEA-PVPS task 1, Århus, 2016.

<sup>65</sup> Ibid

<sup>66</sup> Ibid

<sup>67</sup> P. Ahm, “National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2014,” IEA-PVPS task 1, Århus, 2015.

sjunkande solcellspriser banade vägen för en snabb marknadsexpansion eftersom återbetalningstiden för privata solcellssystem i vissa fall blev kortare än 10 år.<sup>68</sup> Den snabba utbyggnadstakten fortsatte delvis under 2013 innan marknaden kollapsade 2014 på grund av de förändringar i regelverket som den danska regeringen efter en politisk diskussion påbörjade i november 2012 som en reaktion på den snabba marknadsutvecklingen. Under första halvåret av 2013 enades politikerna om en rad nya förordningar och i juni 2013 var de nya reglerna på plats, inklusive övergångsbestämmelser. Dessa övergångsbestämmelser försenades under 2014 i och med att EU kommissionen riktade kritik mot det danska PSO-systemet.

De förändringar som genomfördes var att nettomätningen ändrades från att gälla på årsbasis till att gälla endast på timbasis för nya system. Utöver denna förändring sänkte man retroaktivt nettomätningens varaktighet för de befintliga solcellssystemen från ursprungliga 20 år till 10 eller 15 år, beroende på när de installerades.<sup>69</sup> Man har också infört ett tak om max 800 MW som fram till 2020 får ta del av nettomätningssystemet. Dessa ändringar är anledningen till att den danska solcellsmarknaden gick markant ner under 2014.

#### 4.1.5 Inmatningstariffer

För den el som produceras av solceller och levereras till elnätet finns det sedan 17 år tillbaka inmatningstariffer som de första 10 åren ligger på 0,74 kr/kWh för att sedan sänkas till 0,49 kr/kWh de nästkommande 10 åren. Efter det är tanken att spotpriser ska gälla. Detta gäller både för anläggningar där en del självkonsumeras och för centraliserade solkraftverk. För dessa nivåer på inmatningstarifferna finns det inget tak.

Utöver det finns det en pool på 20 MW per år under åren 2013–2016 dit man kan söka för att få högre nivåer på inmatningstarifferna för nya mindre solcellsanläggningar på upp till 6 kW. Eftersom introduktionen av dessa inmatningstariffer försenades på grund av EU-kommissionens utredning så kommer kapaciteten inom poolerna för 2013 och 2014 överförs till 2015. Det innebär att det under 2015 kom att erbjudas totalt 60 MW inom detta inmatningstariffprogram. Nivån på inmatningstarifferna inom detta program ligger under 2015 på mellan 0,96–1,37 kr/kWh beroende på om de monteras på mark eller tak samt vilken typkund det är. Till 2016 sänks nivåerna till 0,88–1,16 kr/kWh.<sup>70</sup>

I Danmark är elhandlarna än så länge inte involverade i att hantera överskottet från små solcellsproducenter, utan värdet för överskottselen bestäms enbart av nivåerna på inmatningstarifferna.<sup>71</sup>

Under 2015 hade solcellspriserna utvecklats så mycket att det för första gången blev attraktivt att investera i stora solcellsparker i Danmark utifrån dessa sedan

<sup>68</sup> P. Ahm, "National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2012," IEA-PVPS task 1, Århus, 2012.

<sup>69</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, A. Murata, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2014 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2014.

<sup>70</sup> Energistyrelsen, "Støtte til el fra solceller." [Online]. Available: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi-3>. [Accessed: 09-Jan-2016].

<sup>71</sup> "Interview with Peter Ahm, danish IEA-PVPS task 1 representative."

länge fastslagna inmatningstariffer. Detta innebar att fem storskaliga centraliserade solcellsparker på mellan 9 och 70 MW och ytterligare 340 system på en sammanlagd effekt av 400 kW installerades inom de danska inmatningstariffreglerna under 2015.<sup>72</sup> Tidigare har det i Danmark inte skett några installationer av stora solcellsparker.

Vidare kan det noteras att det i början av 2016 skedde en dramatisk ökning av antalet ansökningar för stora solcellsparker till det danska inmatningstariffsystemet. Vissa källor rapporterade om ansökningar motsvarande upp till 4,5 GW. Solcellstekniken har således nått en sådan mognadsgrad att de 17 år gamla inmatningstariffnivåerna (0,74 kr/kWh under de första 10 åren och 0,49 kr/kWh under ytterligare 10 år) blev attraktiva för utvecklare. Konsekvensen blev en mycket snabb politisk reaktion som innebar att de gamla inmatningstariffreglerna den 3 maj 2016 avvecklades inom loppet av ett par timmar.<sup>73</sup>

#### 4.1.6 Byggregler

EU:s direktiv om energianvändningen i byggnader ledde i Danmark till att en reviderad nationell byggnorm trädde i kraft i början av 2006.<sup>74,75</sup> Denna byggnorm nämner specifikt solceller och tilldelar dem en positiv faktor på 2,5 vid beräkningen av en byggnads energiavtryck. Men på grund av trögheten i byggbranschen var det först vid 2009 som utvecklare, byggare och arkitekter meddelade att de började införa byggnadsintegrerade solceller (BIPV) i projekt tack vare de nya byggnormerna. Trenden är nu att effekten av byggnormerna för utbyggnaden av solceller ökar och förväntas fortsätta att öka. Pågående politiska diskussioner, både på nationell- och EU-nivå, indikerar att ytterligare en skärpning av byggnormerna kan komma att ske, vilket ytterligare skulle kunna främja BIPV.

#### 4.1.7 Aktiviteter bland regioner och kommuner

Kommuner och regioner i Danmark har visat ett snabbt växande intresse för solcellsteknik. Den främsta drivkraften här är de klimatplaner och mål som formulerats av de flesta kommuner, t.ex. att uppnå ett CO<sub>2</sub>-neutralt samhälle inom ett visst antal år. Kommunerna genomför ofta demonstrationsobjekt, i syfte att inspirera, genom att installera solceller på många kommunala byggnader så som skolor, sjukhus, daghem, äldreboenden, med fler.<sup>76</sup> Många kommuner kombinerar demonstrationssystem med informationskampanjer som riktar sig till allmänheten.<sup>77</sup>

<sup>72</sup> P. Ahm, "National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2015," IEA-PVPS task 1, Århus, 2016.

<sup>73</sup> Ibid

<sup>74</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>75</sup> P. Ahm, "National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2014," IEA-PVPS task 1, Århus, 2015.

<sup>76</sup> A. Palm, "Local factors driving the diffusion of solar photovoltaics in Sweden: A case study of five municipalities in an early market," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 14, pp. 1–12, 2016.

<sup>77</sup> P. Ahm, "National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2014," IEA-PVPS task 1, Århus, 2015.

#### 4.1.8 Aktiviteter bland elbolag

Energinet.dk har under flera år visat intresse för solcellstekniken som ett potentiellt stöd för elnätet. Detta intresse har också mynnat ut i en rad olika relevanta stödprogram till nätägare. Ett exempel är ett projekt på ön Bornholm som omfattar många aktiviteter för smarta elnät<sup>78</sup>. 7 MW solcellseffekt finns installerad, vilket innebär en lokal penetration i öns elnät på cirka 17 procent.<sup>79</sup>

Vidare har Energinet.dk publicerat rapporter om solceller och batterier i elnätet med prognoser fram till 2040. Huvudbudskapet är att det ur ett elnätsperspektiv inte bör finnas några större problem med att inkludera 6–8 GW solcellskapacitet i det danska elnätet. Flera elhandlare har sedan 2009 inkluderat solceller i sin produktportfölj. De flesta elhandlare ser numera solceller som en standardprodukt och vissa erbjuder finanspaket eller delbetalning via elräkningen. Dock köper inga elhandlare överskottsproduktion, utan ersättningen för denna sköts via nettodebiteringssystemet eller de nya inmatningstarifferna.<sup>80</sup>

Genom sitt nationsförbund Dansk Energi meddelade de danska nätägarna 2010 att de inte kommer att debitera solcellssystemägare för uppkopplingen till elnätet eller för det mätsystem som behövs för att kunna dra nytta av nettomätningssystemet. Dock kan dessa fria tjänster snart komma att ändras till en serviceavgift eftersom den danska tillsynsmyndigheten har funnit dessa gratistjänster oförenliga med dansk lag. I början av 2015 tog Dansk Energi fram rekommendationer till sina medlemmar på hur en sådan avgift ska utfärdas men förslaget drogs snabbt tillbaka efter en hel del kritik från en rad olika intressenter och ett reviderat förslag förväntas under 2016.

#### 4.1.9 Diskussion och jämförelse med Sverige

Precis som Sverige har Danmark satt upp ett mål om ett 100 procent förnybart energisystem. Hittills har planen för solcellernas betydelse i det framtida danska energisystemet varit liten, men i den senaste energiplanen förutspås solceller stå för omkring 8 procent av elkonsumtionen till 2025.<sup>81</sup> Fram tills nu har utbyggnaden av solceller i Danmark främst skett genom ett nettomätningssystem. Denna introduktion har varit turbulent. Den dramatiska minskningen av antalet installerade villasystem under 2013 och 2014 och det plötsliga byggandet av storskaliga solcellsparkar under 2015 är tydliga konsekvenser av en mycket politiskt påverkad marknad. Det samlade resultatet av en rad drastiska politiska förändringar i stödsystemen för solceller innebär att den danska solcellsmarknaden i denna rapport får representera den internationellt relativt vanliga ”boom and bust”-utvecklingen.

<sup>78</sup> P. Lund, P. Nyeng, R. Duband Grandal, S. Holm Sørensen, M. F. Bendtsen, G. le Ray, E. Mahler Larsen, J. Mastop, F. Judex, F. Leimgruber, K. Kok, and P. MacDougall, “EcoGrid EU – A prototype for european smart grids – Overall evaluation and conclusion,” Energinet.dk, 2015.

<sup>79</sup> P. Ahm, “National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2014,” IEA-PVPS task 1, Århus, 2015.

<sup>80</sup> “Interview with Peter Ahm, danish IEA-PVPS task 1 representative.”

<sup>81</sup> Energistyrelsen, “Danmarks Energi – og Klimafremskrivning 2015 – Baggrundsrapport E: El og fjernvarme,” 2015.

Precis som Sverige har Danmark haft problem med att införa de regler och förordningar som initialt varit tanken på grund av EU-kommissionens statsstödsregler. Dock har man nu fått regler på plats och det finns indikationer på en spirande marknad (efter nedgången 2014) där anläggningar installeras utan att söka nettomätning.<sup>82</sup> Eftersom elpriserna är högre än nivåerna på de inmatningstariffer som introducerats bygger denna utveckling på självkonsumtionsaffärsmodell. Det finns även ett ökat intresse för lagring för att öka självkonsumtionsgraden.

Den ökande fokusen på självkonsumtion, som leder till förlorade intäkter för staten (miljöskatter) och förlust av intäkter för nättinnehavarens, har lett till att den danska regeringen överväger både en skatt på självkonsumerad el och en extra nätavgift för solcellsägare. Men inga slutgiltiga beslut i dessa frågor har tagits.<sup>83</sup>

Jämför man situationen för solcellsmarknaderna i Danmark och Sverige så finns det både en del likheter och skillnader. Fram till 2011 var installationstakten ungefär densamma i de båda länderna. Systempriserna, solstrålningen och kapitalkostnaderna har länge varit ungefär desamma i båda länderna, vilket ger likvärdiga produktionskostnader.

En stor skillnad är att elpriserna är betydligt högre i Danmark. De högre elpriserna i kombination med ett nettodebiteringssystem (som Sverige inte haft) fick den danska marknaden att explodera 2012. Det är främst dessa två förutsättningar som har lett till utbyggnaden under 2012 och 2013 och som är anledningen till att man i Danmark nått en högre solcellspenetration än i Sverige. 2013 ändrades nettodebiteringsreglerna i Danmark till att gälla endast på timbasis vilket inte ger några stora fördelar för en solcellsägare och betydelsen av detta system för framtida utbyggnad av solceller spås vara liten. Den fortsatta utbyggnaden av solceller kommer nu främst att ske utifrån en självkonsumtionsaffärsmodell vilket innebär att situationen i Danmark numera liknar den svenska med den skillnaden att elpriserna med stor sannolikhet kommer att fortsätta vara högre i Danmark. Det innebär att den självkonsumerade elen kommer att ha ett högre värde där än i Sverige.

När det gäller hur överskottselen ersätts i de två länderna finns det också skillnader. I Danmark bestäms värdet på överskottselen av nivåerna på inmatningstarifferna, medan värdet i Sverige bestäms av elbolagens erbjudande för överskottet, skattereduktionen, elnätsnyttan och eventuella elcertifikat. Värdet för överskottselen i Sverige är cirka 1,0 kr/kWh, vilket är i samma storleksordning som de danska inmatningstarifferna från 2016 (0,88–1,16 kr/kWh). Den svenska modellen har i detta fall en fördel då den ger utrymme för elhandlare att utveckla olika erbjudanden för prosumenter och genom det kunna knyta till sig det kundsegmentet. Detta incitament för elhandlare saknas i Danmark. En fördel med den danska modellen från en solcellsägars perspektiv är att man är garanterad ett visst pris för överskottselen, i först 10 år på en viss nivå, och därefter i ytterligare 10 år på

---

<sup>82</sup> S. Ropenus and H. K. Jacobsen, "A snapshot of the danish energy transition – Objectives, markets, grid, support schemes and acceptance," Agora Energiwende and DTU Management Engineering, 2015.

<sup>83</sup> P. Ahm, "National Survey Report of PV Power Applications in Denmark 2015," IEA-PVPS task 1, Århus, 2016.

en annan nivå. Den danska modellen ger en investerare en trygghet eftersom den minimerar risken för att avkastningen från en solcellsanläggning ändras drastiskt inom de 20 första åren. I Sverige råder det en osäkerhet om hur länge skattereduktion kommer att finnas kvar.

En annan skillnad mellan länderna är hur gränserna sätts för att få tillgång till de olika stöden. För att få tillgång till de högre inmatningstarifferna får en anläggning i Danmark inte överstiga 6 kW. I Sverige sätts gränser för en anläggnings storlek i skattereduktionssystemet indirekt. Detta sker dels genom en maximal säkringsnivå på 100 ampere, och dels genom att skattereduktionen bara fås för lika mycket el som man köpt under ett år och maximalt för 30 000 kWh/år.

Ytterligare en skillnad är att det för privatpersoner som vill ta del av de högre danska inmatningstarifferna finns ett tak, först på 60 MW under 2015 och sedan 20 MW under 2016. Det gör att utbyggnaden inom detta segment kan komma att begränsas. I det svenska skattereduktionssystemet finns i dagsläget inte något sådant tak.

## 4.2 Schweiz

### 4.2.1 Introduktion

Den schweiziska elmixen är idag förknippad med låga CO<sub>2</sub> utsläpp då majoriteten av produktionen sker med vattenkraft (56,5 procent) och kärnkraft (37,9 procent) (se Figur 4).<sup>84</sup> Bruttoproduktionen av el uppgick till 69,6 TWh under 2014, medan konsumtionen blev 57,5 TWh.<sup>85</sup> Som ett resultat av det Schweiziska geografiska läget i Europa har landet väsentliga gränsöverskridande flöden av el och landets vattenkraftsreservoar och pumpkraftverk används som ett batteri för de omgivande länderna.<sup>86</sup> Schweiz importerade 16,7 TWh (netto) från Frankrike under 2014 och exporterade 21,3 TWh (netto) till Italien samt 2,6 TWh (netto) till Tyskland.<sup>87</sup>

En unik aspekt med den schweiziska elmarknaden är att den endast är avreglerad för kunder med en förbrukning på över 100 MWh/år och att det för närvarande finns omkring 900 elbolag som är involverade i produktion, distribution och leverans av el.<sup>88</sup> Storleken på elbolagen varierar. Det finns producenter med en årlig produktion på endast 100 MWh, men även internationella konglomerat med en

<sup>84</sup> G. Mavromatidis, K. Orehounig, P. Richner, and J. Carmeliet, "A strategy for reducing CO<sub>2</sub> emissions from buildings with the Kaya identity – A Swiss energy system analysis and a case study," *Energy Policy*, vol. 88, pp. 343–354, 2016.

<sup>85</sup> Bundesamt für Energie BFE, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014 / Statistique suisse de l'électricité 2014," Bern, 2015.

<sup>86</sup> International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries – Switzerland – 2012 Review," IEA, Paris, 2012.

<sup>87</sup> Bundesamt für Energie BFE, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014 / Statistique suisse de l'électricité 2014," Bern, 2015.

<sup>88</sup> SwissGrid, "Power hub Switzerland." [Online]. Available: [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/power\\_market/power\\_hub\\_ch.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/power_market/power_hub_ch.html). [Accessed: 21-Jan-2016].

total produktion på mer än 10 TWh. De flesta av elbolagen, cirka 800, är dock små lokala distributörer och leverantörer, oftast offentligt ägda eller organiserad som ett kooperativ av kunderna, som är verksamma på kommunal nivå där de fungerar som små lokala monopol. Utöver de små elbolagen finns det tre stora vertikalt integrerade företag: Axpo14, Alpiq och BKW. De står tillsammans för mer än 50 TWh, vilket motsvarar ungefär 80 procent av elproduktionen i Schweiz, och de är de största leverantörerna till de små lokala elbolagen. De tre stora äger också gemensamt majoriteten av de schweiziska transmissionsnäten och är mycket aktiva i den internationella elhandeln.<sup>89</sup>

Precis som i många andra länder innebar kärnkraftskatastrofen i Japan 2011 en ökad medvetenhet och oro hos den schweiziska allmänheten. Detta innebar att det schweiziska parlamentet 2011 tog ett beslut att inte ersätta befintliga kärnkraftverk efter deras beräknade livslängd, vilket rör sig om fram till ca 2035.<sup>90</sup> Denna reform är en utmaning med tanke på att cirka 40 procent av elproduktionen i Schweiz kommer från kärnkraft (se Figur 4).<sup>91</sup> Utöver beslutet om att fasa ut kärnkraften måste den schweiziska energipolitiken också ta hänsyn till frågan om att minska koldioxidutsläppen. Schweiz har ett fastställt mål att minska sina utsläpp av växthusgaser med 50 procent fram till 2030 (med 1990 som referens).<sup>92</sup> Som en direkt följd av beslutet att fasa ut kärnkraften lanserade Schweiz en energistrategi fram till 2050.<sup>93</sup>

De utmaningar som Schweiz står inför innebär att det krävs en avsevärd minskning av den nuvarande energianvändningen, samt en omstrukturering av landets energisystem med en minskad användning av fossila bränslen och kärnkraft. I det scenario som beskrivs som huvudscenariot, "Neue Energiepolitik", i energistrategin föreskrivs det att koldioxidutsläppen ska minskas till 1.5 ton CO<sub>2</sub> per person och år fram till 2050, och den totala slutliga energiförbrukningen minskas med 42 procent jämfört med 2000.<sup>94</sup> Strategin beskriver också tre olika elproduktions-scenarier kopplade till detta huvudscenario; "Fossil-zentral", där fossila energislag ökar mellan 2030–2040 för att ersätta kärnkraften och sedan fasas ut, "Erneuerbar und import" som innebär att kärnkraften ersätts med förnybar elproduktion och att

---

<sup>89</sup> International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries – Switzerland – 2012 Review," IEA, Paris, 2012.

<sup>90</sup> G. Mavromatidis, K. Orehounig, P. Richner, and J. Carmeliet, "A strategy for reducing CO2 emissions from buildings with the Kaya identity – A Swiss energy system analysis and a case study," *Energy Policy*, vol. 88, pp. 343–354, 2016.

<sup>91</sup> Bundesamt für Energie BFE, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014 / Statistique suisse de l'électricité 2014," Bern, 2015.

<sup>92</sup> G. Mavromatidis, K. Orehounig, P. Richner, and J. Carmeliet, "A strategy for reducing CO2 emissions from buildings with the Kaya identity – A Swiss energy system analysis and a case study," *Energy Policy*, vol. 88, pp. 343–354, 2016.

<sup>93</sup> Bundesamt für Energie BFE, "Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000–2050," Basel, 2012.

<sup>94</sup> G. Mavromatidis, K. Orehounig, P. Richner, and J. Carmeliet, "A strategy for reducing CO2 emissions from buildings with the Kaya identity – A Swiss energy system analysis and a case study," *Energy Policy*, vol. 88, pp. 343–354, 2016.

eventuella perioder med underskott täcks av import, samt en kombination av de båda ”Fossil-zentral und Erneuerbar” där importbehovet i det förnybara scenariot ersätts med fossila kraftslag.<sup>95</sup> Som tabellen nedan visar förutspås solceller i alla tre scenarier stå för en betydande del av elproduktionen (9–15 procent) i Schweiz år 2050.

**Tabell 2 Prognostiserad elproduktion från olika kraftslag år 2050 i tre olika scenarier från Schweiz energistrategi.<sup>96</sup>**

Kraftslag	”Fossil-zentral” [TWh]	”Erneuerbar und import” [TWh]	”Fossil-zentral und Erneuerbar” [TWh]
Vattenkraft	41,6	44,2	44,2
Fossilt	13,3	3,5	6,0
Solceller	5,9	11,1	11,1
Bioenergi och avfall	2,5	4,5	4,5
Vindkraft	1,4	4,3	4,3
Geotermisk energi	0,4	4,4	4,4
Import	0	2,6	0
Export	0	9,3	9,3

#### 4.2.2 Solcellsmarknaden

Den schweiziska solcellsmarknaden är relativt stor med mer än 1 390 MW nätanslutna solcellssystem och cirka 4 MW icke nätuppkopplade system.<sup>97</sup> Solcellsmarknaden i Schweiz består nästan uteslutande av anläggningar monterade på byggnader och de små markmonterade system som existerar är väldigt få. Dock installerades det några för Schweiz stora anläggningar på 5 MW under 2015.

Solcellsanläggningar som byggs utanpå fastigheter (”building applied PV”, BAPV) utgjorde 85 procent av beståndet 2015, medan byggnadsintegrerade solcellsanläggningar (”building integrated PV”, BIPV) stod för cirka 15 procent. Den relativt stora andelen BIPV beror på att det finns en extra kategori för BIPV i det schweiziska inmatningstarriffsystemet. Snittstorleken på ett solcellssystem för ett småhus är 7,5 kW, vilket är ganska högt. Detta beror på att det saknas en storleksgräns för inmatningstarrifferna, vilket gör det lönsamt att täcka hela taket med solceller i stället för att leverera samma mängd el som den årliga förbrukningen. De nuvarande stödsystemen gör det också lönsamt med solcellssystem som är riktade mot öst eller väst. En större variation i riktningarna hos solcellssystem inom ett område innebär en något jämnare produktion<sup>98</sup>, vilket kan ses som ett sätt att underlätta integration av solceller i elsystemet.

<sup>95</sup> Bundesamt für Energie BFE, “Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000–2050,” Basel, 2012.

<sup>96</sup> Ibid

<sup>97</sup> P. Hüsler, “National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2015,” IEA-PVPS task 1, Aarau, 2016.

<sup>98</sup> J. Widén, “Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 177–184, 2011.



Fram till 2009 stöddes den schweiziska solcellsmarknaden huvudsakligen av lokala elbolag via ett inmatningstariffliknande program ("Solarströmbörsen") som erbjöd inköpspriser över spotpriserna i 20 år till system mellan 10–250 kW.<sup>99</sup> Programmet gick ut på att elkunder kunde köpa solel och betala priser som motsvarade produktionskostnaderna till solcellssystem som valdes ut genom ett anbudsförfarande (se avsnitt 3.3).

Ett nationellt inmatningstariffsystem har funnits i Schweiz sedan 2009 och är huvudanledningen till att ungefär 1,9 procent av Schweiz totala elkonsumenter kommer från solceller under 2015 (se Figur 4). Sedan 2013 har den schweiziska marknaden stabilt legat på strax över 300 MW per år, vilket innebär en hög nivå med nästan 40 W per capita.<sup>100</sup> 2014 beslutades att utesluta system med en effekt mindre än 10 kW från inmatningstariffsystemet. Istället infördes investeringsstöd för system mindre än 30 kW. Man fastslog även att självkonsumtion är tillåtet enligt lag, oberoende av storleken på anläggningen. Framöver förväntas utbyggnaden ske främst med hjälp av investeringsstöden i kombination med affärsmodeller som bygger på självkonsumtion.

De nationella stödsystemen finansieras genom en avgift på elpriset till slutkonsumenterna, med undantag för den elintensiva industrin som inte behöver betala denna avgift. Vissa kantonerna finansierar sina lokala stödsystem genom lokala skatter, men också från en federal CO<sub>2</sub>-skatt där alla kantonerna får en viss andel av CO<sub>2</sub>-avgiften.

### 4.2.3 Inmatningstariffer

Det schweiziska inmatningstariffsystemet introducerades 2009 och gäller för alla förnybara energikällor. Vid introduktionen inkluderades även alla solcellssystem som byggts från och med 2006. Systemet innefattar olika nivåer beroende på storleken på solcellssystemen och ifall solcellssystemen är byggnadsintegrerade, takmonterade eller markmonterade. Utbetalningarna sker i 25 år. Inmatningstarifferna finansieras av en avgift på elpriset till slutkonsumenterna, med undantag för den industri som har mycket hög elkonsumenter.<sup>101</sup> Just nu ligger avgiften på cirka 0,11 kr/kWh.

Enligt den nuvarande Schweiziska lagen får kostnaderna för inmatningstariffsystemet inte överstiga 0,13 kr/kWh, vilket innebär att det är många ansökningar från nya anläggningar som får vänta på beslut. På grund av det godkändes endast 100 kW för att ta del av inmatningstarifferna och följaktligen har det bildats en lång kö. Endast för solceller finns det nu ansökningar på 2 GW i systemet och kötiden är cirka 3–5 år.<sup>102</sup> I det schweiziska parlamentet diskuteras nu därför om

<sup>99</sup> A. L. Polo and R. Haas, "An international overview of promotion policies for grid-connected photovoltaic systems," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 22, pp. 248–273, 2014.

<sup>100</sup> P. Hüsler, "National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2015," IEA-PVPS task 1, Aarau, 2016.

<sup>101</sup> A. L. Polo and R. Haas, "An international overview of promotion policies for grid-connected photovoltaic systems," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 22, pp. 248–273, 2014.

<sup>102</sup> "Interview with Pius Hüsler, swiss IEA-PVPS task 1 representative."

gränsen för kostnaderna för inmatningstarifferna ska höjas från 0,13 kr/kWh till 0,19 kr/kWh som en del att uppnå landets energimål. I Tabell 3 sammanställs nivåerna på inmatningstarifferna för solcellssystem från introduktionen 2009 till de planerade tarifferna för 2017.

Sedan 2014 kan system under 10 kW inte ansöka om inmatningstariffer längre.<sup>103</sup> I stället får de utnyttja investeringsstöden samt möjligheten att självkonsumera den producerade solelen. Dessutom finns det planer på att avsluta inmatningstariffsystemet om 6–7 år och de som söker nu kan knappast förvänta sig att hinna bli godkända innan dess.<sup>104</sup>

Förutom ett nationellt inmatningstariffsystem finns det fortfarande många regionala och lokala stödsystem. Dessa består oftast av antingen investeringsstöd eller inmatningstariffer som ligger på samma eller lägre nivåer än de federala inmatningstarifferna.

**Tabell 3. De schweiziska inmatningstarifferna.**

Typ av system	Storlek [kW]	Fram till 2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Markmonterade system [kr/kWh]	≤10	5,4	4,4	3,6	3,0	2,8	-	-	-	-
	≤30	4,5	3,7	3,3	2,8	2,3	2,0	-	-	-
	30–100	4,3	3,5	2,9	2,7	2,1	1,7	-	-	-
	100–1 000	4,1	3,4	2,5	2,4	1,9	1,6	1,5	1,4	1,3
	>1000	4,1	3,4	2,4	2,3	1,8	1,4	1,5	1,4	1,3
Byggnadsmonterade system [kr/kWh]	≤10	6,3	5,1	4,0	3,3	3,0	-	-	-	-
	10–30	5,4	4,4	3,9	3,1	2,5	2,2	1,7	1,6	1,6
	30–100	5,2	4,2	3,5	2,9	2,2	1,8	1,5	1,4	1,3
	100–1 000	5,0	4,1	3,2	2,6	2,1	1,8	-	-	-
	>1000	5,0	4,1	3,0	2,6	2,0	1,6	-	-	-
Byggnadsintegrerade system [kr/kWh]	≤10	7,5	6,2	4,9	4,1	3,6	-	-	-	-
	≤30	6,2	5,1	4,5	3,7	3,0	2,5	2,0	1,9	1,8
	30–100	5,6	4,6	3,8	3,3	2,8	2,1	1,7	1,6	1,5
	100–1 000	5,2	4,2	3,5	2,9	2,6	-	-	-	-
	>1000	5,2	4,2	3,3	2,8	2,4	-	-	-	-

#### 4.2.4 Investeringsstöd

I april 2014 införde Schweiz ett nytt investeringsstödprogram på federal nivå som täcker 30 procent av systemkostnaderna. Solcellssystem som är berättigade till dessa investeringsstöd är små system på mellan 2–30 kW. Förfarandet för ansökan och registrering är mycket enkelt och det finns inget bestämt tak för detta

<sup>103</sup> P. Hüsler, "National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2014," IEA-PVPS task 1, Aarau, 2015.

<sup>104</sup> P. Hüsler, "National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2015," IEA-PVPS task 1, Aarau, 2016.

stödsystem, vilket innebär att det inte uppstår någon väntelista.<sup>105</sup> Stöden är uppdelade i ett grundläggande bidrag och en del som beror på storleken på solcellssystemet. Systemet konstruerades så att även äldre system som stått i kön till inmatningstarifferna kan få subventioner. Då en solcellsägare inte får ta del av båda systemen kortas kön till inmatningstarifferna ner då många små solcellsägare accepterar investeringsstödet. Nivåerna för investeringsstödet har satts utifrån byggnadsår och är tänkta att sänkas i takt med att solcellspriserna går ner, vilket sammanfattas i Tabell 4.

**Tabell 4. Stödnivåerna i det schweiziska investeringsstödprogrammet för system mellan 2–30 kW<sup>106</sup>.**

Byggnadsår	Markmonterade och byggnadsmonterade system		Byggnadsintegrerade system	
	Grundläggande bidrag [kr]	Prestandabaserat bidrag [kr/kW]	Grundläggande bidrag [kr]	Prestandabaserat bidrag [kr/kW]
2010	20 400	15 400	27 500	17 500
2011	15 800	12 100	22 100	14 200
2012	13 300	10 000	18 300	11 700
2013	12 500	8300	16 700	10 000
2014	11 700	7 100	15 000	8750
2015	11 700	5700	15 000	6900
2016	11 700	4200	15 000	5 100

#### 4.2.5 Självkonsumtion

Självkonsumtion är tillåtet i Schweiz sedan 2014 och kan anses vara lönsamt under förutsättning att självkonsumtionsgraden är hög. Värdet på den självkonsumerade elen bestäms av den rörliga delen av elpriset medan överskottselen kompenseras av det lokala elbolaget. Några elbolag betalar en premie på cirka 0,85 kr/kWh som en service till befintliga kunder, medan de flesta använder sig av den enligt lag lägsta möjliga nivån som ligger nära spotpriset. Tillsammans med det nya investeringsstödet och skatteincitament kan små anläggningar på bostäder och kommersiella fastigheter vara lönsamma om andelen egenförbrukad el är hyfsad hög.<sup>107</sup> Det finns också en spirande icke-subsventionerad marknad för större installationer på kommersiella fastigheter som blir lönsamma om majoriteten av produktionen används för egen konsumtion. Detta är dock under överyn eftersom nätägare i Schweiz klagat över intäktsförluster när andelen köpt el minskar.<sup>108</sup>

<sup>105</sup> P. Hüsser, "National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2014," IEA-PVPS task 1, Aarau, 2015.

<sup>106</sup> "Interview with Pius Hüsser, swiss IEA-PVPS task 1 representative."

<sup>107</sup> P. Hüsser, "National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2014," IEA-PVPS task 1, Aarau, 2015.

<sup>108</sup> "Interview with Pius Hüsser, swiss IEA-PVPS task 1 representative."

#### 4.2.6 Byggregler

I Schweiz förbereds nya byggnadskoder för nyproduktion av byggnader som kräver att en viss mängd el måste produceras på plats. Eftersom solceller är den lämpligaste tekniken, och ibland den enda möjliga, för att uppfylla detta krav förespås de nya byggnadsnormerna bli en stark drivkraft för fortsatt utbyggnad av solceller i Schweiz.

#### 4.2.7 Aktiviteter bland regioner och kommuner

Det finns ett intresse för solceller från många kommuner i Schweiz. För nya byggnader, såsom exempelvis skolor, har det i stort sett blivit standard att bygga ett solcellssystem på taket. Många kommuner driver på för att byta till 100 procent förnybar el för lokala behov och köper därmed mycket solet. Vissa städer har också tagit fram webbaserade solkartor där husägare kan kontrollera hur mycket solceller som kan installeras på deras tak och beräkna hur mycket elproduktion dessa kan ge.<sup>109</sup>

#### 4.2.8 Aktiviteter bland elbolag

Som tidigare nämnts finns cirka 900 elbolag i Schweiz och de flesta av dem fungerar som en kombination av nätägare och elhandlare och bistår endast en by eller en stad. På nationell nivå finns det en reglering som definierar den minsta ersättningen ett elbolag måste betala för överskottselen från en solcellsanläggning. Många schweiziska elbolag har börja utveckla nya stödsystem för prosumer inom sitt serviceområde. Bland annat betalar många elbolag ut en premie som normalt är under de nationella inmatningstarifferna, men högre än minimiersättningen.<sup>110</sup> Trots att dessa premier är lägre än inmatningstarifferna hjälper de många solcellsägare att täcka åtminstone en del av produktionskostnaderna då kön till inmatningstariffsystemet är lång. Att lokala elbolag stödjer solcellsägare är en intressant aspekt eftersom ett aktivt lokalt elbolag kan ha en stor betydelse för utbyggnaden av solceller inom ett visst område<sup>111</sup>.

Utöver att ersätta solcellsägars överskott har en del elbolag börjat bygga sina egna solcellsanläggningar i syfte att sälja solet inom inmatningstariffsystemet. Sedan 2014 har även vissa större schweiziska elbolag börjat köpa upp stora andelar i inhemska installationsföretag eller helt ta över dem.<sup>112</sup>

#### 4.2.9 Diskussion och jämförelse med Sverige

Schweiz är kanske det land vars produktionsmix liknar den svenska allra mest i dagsläget då produktionen domineras av vattenkraft och kärnkraft (se Figur 4). Skillnaderna mellan länderna är att Schweiz varken byggt ut bioenergin eller

<sup>109</sup> P. Hüsler, "National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2014," IEA-PVPS task 1, Aarau, 2015.

<sup>110</sup> Ibid

<sup>111</sup> A. Palm, "Local factors driving the diffusion of solar photovoltaics in Sweden: A case study of five municipalities in an early market," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 14, pp. 1–12, 2016.

<sup>112</sup> P. Hüsler, "National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2014," IEA-PVPS task 1, Aarau, 2015.

vindkraften nämnvärt, men däremot producerar mer solel än Sverige. Precis som Sverige planerar Schweiz för en framtid utan kärnkraft då man beslutat att inte bygga några nya kärnkraftverk då livslängden på de nuvarande verken går ut. I Sverige har den allmänna bilden varit att kärnkraften främst kommer att ersättas med vindkraft och bioenergi. I Schweiz däremot spås både vindkraften och bioenergin spela en relativt liten roll i den framtida energimixen.

I Schweiz är den allmänna inställningen till vindkraften negativ då de flesta schweiziska medborgare anser att vindkraftverken förfular landskapet. Det har därför varit svårt få tillstånd för etablering av vindkraft. Både vindkraften och bioenergin tillsammans med en viss utbyggnad av fossila kraftslag spås spela en roll i utfasningen av kärnkraften i Schweiz. Men det mest anmärkningsvärda är att man planerar för att solceller kommer vara landets näst störst elproduktionsteknik efter vattenkraften till 2050 med eventuellt en andel på över 20 procent av efterfrågan på el. Framtiden för solceller i Schweiz ser därmed ljus ut och den schweiziska branschorganisationen Swissolar räknar med att nå en marknadsandel på mer än 5 procent av den totala elkonsumtionen till 2020.<sup>113</sup>

Schweiz ligger en bra bit före Sverige i installerad effekt. Den stora anledningen är de i början tämligen generösa inmatningstariffer som infördes 2009. Precis som i Sverige har Schweiz upplevt ett stort intresse för solcellsstöden och antalet ansökningar till inmatningstarifferna har varit betydligt större än vad som budgeterats för. Således upplevde man i Schweiz för ett par år sedan samma situation som vi har i Sverige i dag, nämligen långa väntetider på flera år för att få stöd. I Schweiz löste man det genom att 2014 införa ett investeringsbidrag utan budgettak för små anläggningar. Tanken är att kön ska kortas ner när privatpersoner väljer investeringsbidraget istället för att vänta på inmatningstarifferna.

Det schweiziska investeringsbidraget är utformat så att stödet bestäms av först ett grundbidrag och sedan en fast summa beroende på systemets storlek. Storleken på det svenska investeringsstödet bestäms däremot av en procentsats. Därför är det svårt att direkt jämföra nivåerna i de två olika systemen. Men om ett 5 kW stort villasystem tas som typexempel blir storleken på nivåerna i slutet av 2015:

- Schweiz:  $11\,700 + 5 \times 5\,700 = 40\,200$  kr/kW
- Sverige:  $20 \text{ procent} \times 5 \times 19\,000 = 19\,000$  kr/kW

Man kan således konstatera att det schweiziska investeringsstödet i dagsläget är betydligt mer generöst än det svenska. Lägg därtill inmatningstarifferna som ger en högre ersättning per kWh än den svenska modellen med skattereduktion. En anledning till att de schweiziska stöden är på högre nivåer än de svenska är att de schweiziska systempriserna är högre, se Figur 3. En annan är att man i Schweiz ser solceller som en av nyckelteknologierna för att ersätta kärnkraften och man har därmed under en längre tid satsat mer för att få till en stor utbyggnad.

En annan likhet mellan länderna är att de inhemska elbolagen erbjuder olika stor ersättning för överskottselen. Detta är än så länge ganska unikt i Europa. I Sverige använder sig elbolagen av dessa erbjudanden för att knyta till sig nya kunder. Motivet är inte densamma i Schweiz eftersom den schweiziska elmarknaden bara är

<sup>113</sup> "Interview with Pius Hüsler, swiss IEA-PVPS task 1 representative."

avreglerad för kunder med en förbrukning på över 100 MWh/år. De högre ersättningarna tas istället fram främst som en service till befintliga kunder, vilket kan förstås med bakgrunden att de små lokala elbolagen ofta är kundägda.

## 4.3 Österrike

### 4.3.1 Introduktion

Ett av de viktigaste målen för den österrikiska energipolitiken de senaste åren har varit att minska sitt importberoende och att stärka den egna försörjningstryggheten. 2012 var Österrike tvungna att importera 62 procent av sitt totala energibehov. För el uppgick däremot nettoimporten till 2,8 TWh, vilket motsvarade 3,9 procent av den totala elförbrukningen i landet.<sup>114</sup> Utöver det har Österrike även miljömål för sin energisektor. Däribland det mål som är förknippat med EU 20-20-20 målen där Österrike förbundit sig till att 34 procent av den totala energikonsumtionen ska täckas av förnybara energikällor till 2020, vilket man kommer att uppnå då man 2012 låg på 32,5 procent. För elkonsumtionen låg den motsvarande andelen förnybart på 78,1 procent. Majoriteten av elproduktionen, 63,7 procent under 2012, kommer ifrån vattenkraft och med sina stora vattenkraftresurser i form av reservoarer och pumpkraftverk har Österrike, precis som Schweiz, en potential att fungera som ett batteri för hela regionen. Utöver vattenkraften produceras det en del förnybar el från bioenergi/avfall, vindkraft och solceller, men cirka 24 procent av elproduktionen härstammar fortfarande från fossila energikällor (se Figur 4).<sup>115</sup> Som en del i målsättningen att minska sitt importberoende och uppnå förnybarhetsmålen har Österrike ambitiösa planer på att installera mer än 3 GW vindkraft och solceller fram till 2020, vilket motsvarar ungefär 14 procent av den nuvarande produktionskapaciteten.<sup>116</sup>

Den österrikiska elmarknaden avreglerades 2001 och under denna process genomfördes ett antal stora tekniska och organisatoriska förändringar för de olika marknadsaktörerna. Först av allt separerades driften av elnäten från konkurrensutsatt verksamhet, såsom produktion och elhandel, vilket innebar en uppdelning av de tidigare vertikalt integrerade elbolagen i Österrike. Vidare infördes det så kallade balansgrupper för att göra det möjligt för konsumenter, handlare, producenter och leverantörer att handla eller ingå avtal med varandra. Man införde också en politiskt och ekonomiskt oberoende regulator av elmarknaden vid namn E-Control. Den viktigaste uppgiften för regulatorn är att stärka konkurrensen och samtidigt se till att det inte äventyrar försörjningstrygghet och hållbarhet. I slutet av 2015 fanns det cirka 140 nätoperatörer i Österrike.<sup>117</sup>

<sup>114</sup> International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries – Austria – 2014 Review," IEA, Paris, 2014.

<sup>115</sup> Ibid

<sup>116</sup> Ibid

<sup>117</sup> M. Tabakovic, K. Leonhartsberger, and H. Fechner, "National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2015," IEA-PVPS task 1, Vienna, 2016.

### 4.3.2 Solcellsmarknaden

Efter den initiala begränsade marknaden med utbyggnad av främst icke-nätuppkopplade solcellssystem tog marknaden fart 2001 till följd av införandet av regionala inmatningstariffsystem. De regionala systemen gjordes sedan om till ett nationellt system 2003. Redan 2004 nådde den installerade effekten i det nationella inmatningstariffsystemet det tak som fanns i den dåvarande upplagan och installationstakten gick ner. 2007 tog marknaden åter fart efter att man gjorde om inmatningstariffsystemet och införde en årlig budget. De årliga installationerna ökade varje år fram 2013, då det nuvarande rekordet på 263 MW sattes.<sup>118</sup> Under 2014 och 2015 har marknaden stabiliserats och det installerades 159 MW respektive 152 MW. Tillbakagången jämfört med 2013 är en följd av sänkta inmatningstariffer och införandet av en skatt på självkonsumtion. Totalt fanns det 937 MW installerad solcellskapacitet i Österrike vid slutet av 2015.<sup>119</sup>

I Österrike var 85,7 procent av installationerna under 2015 takmonterade system, 1,9 procent var antingen tak- eller fasadintegrerade system och markmonterade system utgjorde 12,4 procent.

### 4.3.3 Inmatningstariffer

I Österrike började marknaden att växa när man 2001 införde de första inmatningstarifferna. Dessa var i början regionala och lanserades inom det österrikiska systemet för gröna elräkningar, så kallade ”Ökostromgesetz”. De regionala myndigheterna bestämde då själva över vilka olika incitament som skulle användas och det ledde till mycket varierande situationer i olika delar av landet. Vissa regioner införde mycket ambitiösa incitament och inmatningstariffnivåerna varierade mellan 0,9–6,7 kr/kWh, beroende på region och solcellssystemets storlek.<sup>120</sup> Utbetalningarna utlovas i 15 år. De olika förutsättningarna i de olika regionerna gjorde det svårt för investerare och planerare att få en överblick över alla regler. För att harmonisera situationen flyttades inmatningstarifferna 2003 till ett nationellt program. I det rikstäckande inmatningstariffsystemet sattes nivåerna till 5,5 kr/kWh för installationer upp till 20 kW och 3,6 kr/kWh för större system. Samtidigt infördes det en gräns på 15 MW för den totala installerade kapaciteten i systemet.<sup>121</sup> Denna gräns uppnåddes redan under 2003 vilket gjorde det nationella inmatningstariffsystemet betydelselös för fortsatt utbyggnad och installationstakten gick följaktligen ner under 2004 och de efterföljande åren.

<sup>118</sup> P. Biermayr, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, C. Kristöfel, K. Leonhartsberger, F. Maringer, S. Moidl, C. Schmidl, C. Strasser, W. Weiss, and E. Wopienka, “Innovative energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2014,” Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2015.

<sup>119</sup> M. Tabakovic, K. Leonhartsberger, and H. Fechner, “National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2015,” IEA-PVPS task 1, Vienna, 2016.

<sup>120</sup> R. Bründlinger, “National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2014,” IEA-PVPS task 1, Vienna, 2005.

<sup>121</sup> Ibid.

Efter några år av marknadsstagnation gjordes inmatningstariffsystemet om 2006 inom ramen för Österrikes ”Green Electricity Act”. Istället för ett effekttak infördes en årlig budget. För 2007 sattes budgeten till 155 miljoner kronor. Andra förändringar som infördes var tiden som tarifferna betalas ut. De tidsramar som sattes 2006, och som fortfarande gäller, är att en solcellsägare i systemet de första 10 åren erhåller 100 procent av den tariff som bestäms av systemets typ och storlek. Därefter sänks ersättningen till 75 procent under år 11 och slutligen till 50 procent under år 12. Därefter sker ersättningen utifrån spotpriserna för el. I takt med att systempriserna har gått ner har nivåerna på inmatningstarifferna sänkts. Från 2015 stöds inte längre markmonterade system eller system som är större än 200 kW.

Efter de initialt lite högre budgetnivåerna sätts gränsen numera vid att kostnaderna för inmatningstariffsystemet maximalt får öka med 73 miljoner kronor per år. Systemet blir varje år fulltecknat. Summerar man kostnaderna för alla år betalades det 2015 ut 1196 miljoner kronor via inmatningstarifferna vilket motsvarar 2,28 kr/kWh. Den totala kostanden ökar för varje år, medan kostnad per kWh går ner varje år eftersom fler och fler system med lägre tariffer inkluderas i systemet. Inmatningstarifferna i Österrike finansieras genom en avgift på elkonsumenternas elpris samt genom en fast avgift som alla elhandlare är skyldiga att betala.<sup>122</sup> Man diskuterar nu om inmatningstarifferna helt ska upphöra om 2 år.<sup>123</sup>

**Tabell 5. De österrikiska inmatningstarifferna för olika solcellssystem 2008–2015<sup>124,125</sup>**

	<5 kW [kr/kWh]	5–10 kW [kr/kWh]	>10 kW [kr/kWh]	5–500 kW [kr/kWh]	5–350 kW [kr/kWh]	5–200 kW [kr/kWh]
2008	4,2	3,6	2,7			
2009	4,2	3,6	2,7			
2010		3,2–3,5	2,3–3,0			
2011		3,2–3,5	2,3–3,0			
2012		2,1–3,5	1,7–2,3			
2013				1,5–1,6		
2014					0,9–1,1	
2015						1,0–1,6

#### 4.3.4 Investeringsstöd

Investeringsstöd på national nivå infördes i Österrike för första gången 2008 och riktar sig till nyinstallerade solcellssystem för privat hushåll med en maximal effekt på 5 kW. Budgeten för dessa investeringsstödssystemet är begränsad och bestäms för varje år. Samtidigt har ersättningen per installerad effekt kontinuerligt sänkts.

<sup>122</sup> H. Fechner, M. Tabakovic, and K. Leonhartsberger, “National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2014,” IEA-PVPS task 1, Vienna, 2015.

<sup>123</sup> “Interview with Hubert Fechner, austrian IEA-PVPS task 1 representative.”

<sup>124</sup> Ibid.

<sup>125</sup> M. Tabakovic, K. Leonhartsberger, and H. Fechner, “National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2015,” IEA-PVPS task 1, Vienna, 2016.



Detaljer kring programmet sammanfattas i Tabell 6. Utöver det nationella investeringsstödet till nätuppkopplade solcellssystem stödjer Österrikes jord- och skogsbruksförvaltning utbyggnaden av energisystem för förnybar el i områden som inte är anslutna till nätet. Dessa icke-nätuppkopplade system stöds med högst 35 procent av investeringskostnaderna.<sup>126</sup>

**Tabell 6. Sammanställning av det österrikiska investeringsstödprogrammet. Stödnivåer, budgeterade kostnader, utbetalda medel, antal anläggningar som tagit del av investeringsstödet och den installerade effekten hos dessa system**<sup>127,128</sup>

Byggnadsår	Stödnivå markmonterade och BAPV [kr/kW]	Stödnivå BIPV [kr/kW]	Budgeterade kostnader [miljoner kr]	Utbetalda medel [miljoner kr]	Antal anläggningar	Installerad effekt [kW]
2008	25 500	31 800	73	72,6	678	3 021
2009	22 700	29 100	164	136,9	1 786	7 872
2010	11 800	15 500	318	199,0	3 982	18 083
2011	10 000	13 200	318	293,6	6 691	32 781
2012	7 300	9 100	232	208,3	6 095	32 210
2013	2 700	3 600	327	121,0	9 416	50 361
2014	2 500	3 400	244	86,7 <sup>1</sup>	7 712 <sup>1</sup>	46 114
2015	2 500	3 400	155			63 974
Totalt			1 831			236 556

<sup>1</sup> Preliminära siffror

#### 4.3.5 Självkonsumtion

I allmänhet är självkonsumtion av solet tillåtet i Österrike, men för de solcellssystem som tar emot de nationella inmatningstarifferna tillåts inte självkonsumtion. Om prosumenten inte tillhör inmatningstariffsystemet kompenseras överskottselen med spotpriset för el, för närvarande ca 0,26 kr/kWh, av de flesta elbolag. Vissa erbjuder lite högre kompensation på upp mot 0,55 kr/kWh. Fram till 2014 beskattades inte egenförbrukning, men i februari 2014 införde det österrikiska finansdepartementet en avgift på 0,14 kr/kWh på egenproduceras och självkonsumeras el för solcellsproducenter som installerat sina system efter den 28 februari 2014 och som självkonsumerar mer än 5 000 kWh per år. Efter stora protester höjdes 2015 gränsen till 25 000 kWh<sup>129</sup>, men debatten och detaljerna kring denna skatt diskuteras fortfarande.

#### 4.3.6 Stöd till lagring

<sup>126</sup> M. Tabakovic, K. Leonhartsberger, and H. Fechner, "National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2015," IEA-PVPS task 1, Vienna, 2016.

<sup>127</sup> Ibid

<sup>128</sup> Klima- und Energiefonds, "Endabrechnung der Photovoltaikförderaktion 2008–2014 des Klima- und Energiefonds," Wien, 2015.

<sup>129</sup> H. Fechner, M. Tabakovic, and K. Leonhartsberger, "National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2014," IEA-PVPS task 1, Vienna, 2015.

Sedan januari 2014 stöds decentraliserad batterilagring i kombination med solcellssystem i provinserna Salzburg, Oberösterreich och Styrien. I Salzburg ges incitament på upp till 7 300 kr/kWh till batterier med en lagringskapacitet på upp till 5 kWh. I Oberösterreich är stödet 3 600 kr/kWh till batterier med en lagringskapacitet på upp till 6 kWh och i Styrien stödjer man beroende av lagringsteknik med 1 800–4 500 kr/kWh för lagring upp till 5 kWh.<sup>130</sup> Sedan juni 2015 finns det ett incitament på 4 500 kr/kWh som beviljas beroende på lagringskapaciteten i Wien och i Burgenland finns en rabatt på 2 500 kr/kWh för lager upp till 5 kWh.

#### 4.3.7 Byggregler

Byggnadsreglerna i Wien fodrar att det installeras 1 kW solceller per 100 m<sup>2</sup> bruttoarea på alla nya industriella och kommersiella byggnader.<sup>131</sup> Hittills har effekten av dessa byggregler varit ringa, då byggföretag lägger mest kraft på att försöka undkomma denna regel.

#### 4.3.8 Aktiviteter bland regioner och kommuner

Innan det nationella investeringsstödprogrammet infördes fanns det redan regionala investeringsstöd i ett antal provinser. Dessa har även fortsättningsvis körts parallellt med det nationella systemet för att överbrygga begränsningarna i de nationella stimulansåtgärdernas budgetar. I de flesta fall har även de regionala stöden begränsade budgetar och allmänt beviljas de endast till anläggningar som inte tar del av det nationella investeringsstödet eller inmatningstarifferna.

#### 4.3.9 Slutsatser och jämförelse med Sverige

Precis som Sverige och Schweiz har Österrike stora vattenkraftstillgångar. Men till skillnad mot Schweiz och Sverige så utgörs den andra delen av elproduktionen till stor del av fossila kraftslag istället för kärnkraft. Österrike vill minska sitt importberoende av fossila kraftslag, vilket innebär att alla tre länderna har liknande förutsättningar och nu även står inför ungefär samma utmaning, d.v.s. att fasa ut en stor del traditionell elproduktion och ersätta den till stor del med förnybara energikällor. I den planerade utbyggnaden av de förnybara energikällorna så har Sverige hittills främst byggt ut vind- och bikraften, medan Schweiz främst satsar på solceller. Österrike ser i jämförelse ut att ta en mittenväg då man har betydligt större planer att bygga ut vindkraften än Schweiz, men mindre än Sverige, och samtidigt kommit betydligt längre än Sverige i utbyggnaden av solceller, men inte lika långt som Schweiz.

En anledning till att man har installerat betydligt fler solcellssystem i Österrike än i Sverige är att man började stödja utbyggnaden betydligt tidigare än vad man gjorde i Sverige. Österrike införde sitt nationella inmatningstariffsystem 2003, medan man i Sverige införde solcellsstödet först 2006. En annan anledning till att solceller nu står för 1,6 procent av den totala elkonsumtionen i Österrike jämfört med endast ca 0,1 procent i Sverige är att budgeterna i de stödsystem som införts

<sup>130</sup> H. Fechner, M. Tabakovic, and K. Leonhartsberger, "National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2014," IEA-PVPS task 1, Vienna, 2015.

<sup>131</sup> Ibid.

i Österrike har varit betydligt större än vad den svenska finansieringen har varit. I slutet av 2014 hade man i Österrike betalat ut 1 118 miljoner kronor via investeringsstödet (staten) och i slutet av 2015 1 196 miljoner kronor via inmatningstarifferna (elkonsumenterna), vilket kan jämföras med de 562 miljoner kronor via solcellsstödet (staten) och 7 miljoner kronor via elcertifikatsystemet (elkonsumenterna) som vi i Sverige fram till slutet av 2015 stöttat solcellsmarknaden med.

Trots de relativt generösa budgeterna för att stödja solcellssystem i Österrike räcker de i allmänhet inte till för den stora mängd potentiella investerare som är intresserade av solcellssystem. Särskilt för system större än 5 kW. Både inmatningstariffsystemet och de direkta kapitalsubventionerna blir fulltecknade varje år, vilket visar att det finns ett stort intresse för solceller i Österrike.

De offentliga stödsystemen för solceller i Österrike har fram tills idag till stor del präglats av diskontinuitet och kort framförhållning. Stödsystemen diskuteras, utvärderas och genomgår med kort varsel i stort sett årligen stora förändringar, vilket ger privatpersoner och investerare kort tid för planering. På så vis liknar solcellsmarknaden i Österrike den svenska där förändringar i solcellsstödet skett med kort framförhållning och vars budget inte räckt till, vilket inneburit att långa kötider. Möjliga förklaringar till att det blivit så i dessa två länderna är att man i båda länderna från början saknat en långsiktig plan och att man saknar ett robust system för insamlingen av marknadsstatistik (så som de tyska eller danska) att bygga sina utvärderingar av stödsystemen på.

Skillnaderna mellan de två länderna är att Österrikes marknad är större än den Svenska och att man i de två länderna nu valt motsatta sätt att stödja små och stora solcellssystem på. Österrike har valt att små solcellssystem upp till 5 kW framöver kommer stödjas av investeringsstöd, medan större anläggningar bistås genom inmatningstariffer. I Sverige går utvecklingen istället mot att små system framöver kommer att stödjas genom den inmatningstariff-liknande skattereduktionen, medan större system fortsatt ser ut att främjas genom solcellsstödet. Vilken av dessa vägar som visar sig vara den mest effektiva återstår att se.

## 4.4 Tyskland

### 4.4.1 Introduktion

Den tyska ekonomin är Europas största och rankas som fjärde största i världen. Därmed är också Tysklands energikonsumtion stor och man är Europas största förbrukare av el. Tillförseln av energi i Tyskland kommer huvudsakligen från fossila bränslen. Elproduktionen domineras av kolkraft, följt av kärnkraft (se Figur 4). På senare år har en hel del biomassa, vindkraft, vattenkraft och solenergi byggts ut som en följd av en målmedveten omställning av det tyska energisystemet. Det övergripande målet i denna omställning är en miljövänlig, säker och ekonomisk genomförbar energiförsörjning. Övergången innebär att Tyskland försöker ändra på sin energitillförsel genom att fasa ut fossila energilag och kärnkraft. Istället satsar man på förnybar energi, energieffektivitet och hållbar utveckling. Det slutliga målet är att helt och hållet avskaffa kol och andra icke-förnybara energikällor. Den tyska regeringen banade väg för detta mål när man, under hösten 2010, tillkännagav det tyska energikonceptet samt, under 2011, beslutade att stänga ner

kärnkraften till 2022.

Den tyska energiomställningen är vitt känd som "Energiewende" (energiomställning på tyska). Begreppet myntades för första gången på 1970-talet i ett försök av motståndare till kärnkraft att visa att en alternativ energiförsörjning var möjligt.<sup>132</sup> Förutom antikärnkraftsrörelsen fick också oljekrisen mellan 1973 och 1979 tyskarna att börja tänka på hur energiförsörjningen kan förändras. Ett arbete inleddes med att spara energi för att på så sätt minska beroendet av import av råmaterial.

År 1986 exploderade kärnkraftsreaktorn i Tjernobyl och radioaktivt regn föll ner över Tyskland. I och med det nådde tron på säker kärnkraft rekordlåga nivåer bland det tyska folket, men man hade då inga realistiska alternativ.<sup>133</sup> Tyska ingenjörer och politiker fortsatte att garantera allmänheten att den tyska kärnkraften var säker och att ingen sådan olycka som i Tjernobyl är möjligt i Tyskland. Förutom kärnkraftsfrågan började även surt regn bli ett bekymmer under 80-talet och frågan rörande klimatförändringar från koldioxidutsläpp började på allvar diskuteras för första gången.

Små framgångshistorier för inmatningstariffer för solceller i vissa tyska städer ledde så småningom till att regeringen införde Tysklands första nationella inmatningstariffer 1991. Lagen ledde under de följande åren till en kraftig utbyggnad av vindkraft. Den konventionella energisektorn beslutade då att utmana inmatningstariffer i domstol. Frågan gick hela vägen till EU-domstolen, som 2001 fastslog att inmatningstariffer inte utgör något statsstöd och därför inte är olagliga.<sup>134</sup> Domstolen fastställde då att EUs medlemsstater får kräva att privata kraftföretag köper förnybar energi till priser högre än det verkliga ekonomiska värdet av denna typ av el, och att man fördelar den ekonomiska bördan till följd av denna skyldighet på elkonsumenterna. EU domstolen motiverade domstolsbeslutet med att utbyggnaden av förnybar energi är en användbar metod för att skydda miljön och för att minska utsläppen av växthusgaser, som är den främsta orsaken till klimatförändringarna, vilka EU och dess medlemsstater har åtagit sig att bekämpa.

Domen kom precis i rätt tid för att bekräfta lagligheten hos den tyska förnybarhetslagen, "Erneuerbare-energien-gesetz (EEG), som infördes år 2000. EEG utformades för att stimulera kostnadsminskningar baserade på förbättrad energi-effektivitet samt stordriftsfördelar över tid. EEG bygger på tre huvudprinciper:

- Investeringstrygghet genom garanterade inmatningstariffer och anslutning
- Ingen kostnad för Tysklands statskassa då kostnaderna betalas av elkonsumenterna
- Framtvingad innovation genom kontinuerligt minskande nivåer på inmatningstarifferna

Den största skillnaden mellan denna lag och de inmatningstariffer som infördes

---

<sup>132</sup> C. Morris and M. Pehnt, "Energy Transition – The German Energiewende," Heinrich Böll Foundation, Berlin, 2015.

<sup>133</sup> Ibid

<sup>134</sup> European Court, *Verdict C-379/98 – PreussenElektra AG v Schleswig AG, in the presence of Windpark Reußenköge III GmbH and Land Schleswig-Holstein*. 2001.

1991 var att inmatningstariffer inte längre var kopplade till en procentuell andel av elpriset, utan i stället bestämdes av den faktiska kostnaden för den specifika investeringen i form av systemstorlek och teknik.<sup>135</sup>

Genom Energiewende har Tyskland lyckats minska sina koldioxidutsläpp med 27 procent mellan 1990 och 2014, och därmed lyckats överträffa målet för Kyotoprotokollet som var 21 procent.<sup>136</sup> De nya mål tyskarna satt upp är att utsläppen ska minska med 40 procent, och att 18 procent av den totala bruttoenergiförbrukningen ska komma från förnybara energikällor, till år 2020. Med avseende på elförsörjningen skall andelen förnybara energikällor nå 40–45 procent av bruttoenergiförbrukningen till år 2025 och 80 procent år 2050. Det kan jämföras med att förnybara energikällor stod för 27,8 procent i slutet av 2014.<sup>137</sup>

Förutom att minska utsläpp, som är till fördel för både befolkningens hälsa och för klimatet, har Energiewende identifierats som en lösning också för energiimporten. Tyskland importerar två tredjedelar av sin energi och spenderade 820 miljarder kronor på energiimport under 2013, vilket motsvarar 11 procent av Tysklands totala utgifter för import.<sup>138</sup> Det tyska Miljödepartementet uppskattade 2010 att utbyggnaden av förnybar energi de senaste åren har sparat Tyskland 60 miljarder kronor i energiimport. Den senaste konflikten mellan Ryssland och Ukraina har också visat på betydelsen av att kunna producera sin egen energi ur ett nationellt säkerhetsperspektiv. I en studie utförd av Fraunhofer IWES fann man att om den nuvarande tillväxten av förnybar energi fortsätter skulle produktionen från förnybart motsvara samma mängd energi som den tyska gasimporten från Ryssland år 2030.

Tysklands Energiewende har ett starkt inhemskt stöd. År 2009 gjordes en undersökning bland 378 ledande tyska affärsmän, forskare och politiker strax före klimatkonferensen i Köpenhamn. Fyra femtedelar av de tillfrågade trodde att den banbrytande roll som Tyskland har spelat för att minska utsläppen av växthusgaser kommer att leda till ett framtida tekniskt ledarskap.<sup>139</sup> Även allmänheten backar upp Energiewende. En undersökning från 2011 visade att 66 procent av tyskarna anser att klimatförändringarna är ett ”mycket allvarligt” problem och i samma undersökning fastställdes att 79 procent av tyskarna tror att energieffektivitet och kampen mot klimatförändringar är bra för den ekonomiska tillväxten och kan skapa arbetstillfällen.<sup>140</sup>

Tyskarna var tidigt ute med Energiewende, men konceptet är inte längre ett

---

<sup>135</sup> C. Morris and M. Pehnt, “Energy Transition – The German Energiewende,” Heinrich Böll Foundation, Berlin, 2015.

<sup>136</sup> Ibid

<sup>137</sup> G. Altenhöfer-Pflaum, “National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2014,” IEA-PVPS task 1, Jülich, 2015.

<sup>138</sup> C. Morris and M. Pehnt, “Energy Transition – The German Energiewende,” Heinrich Böll Foundation, Berlin, 2015.

<sup>139</sup> Ibid

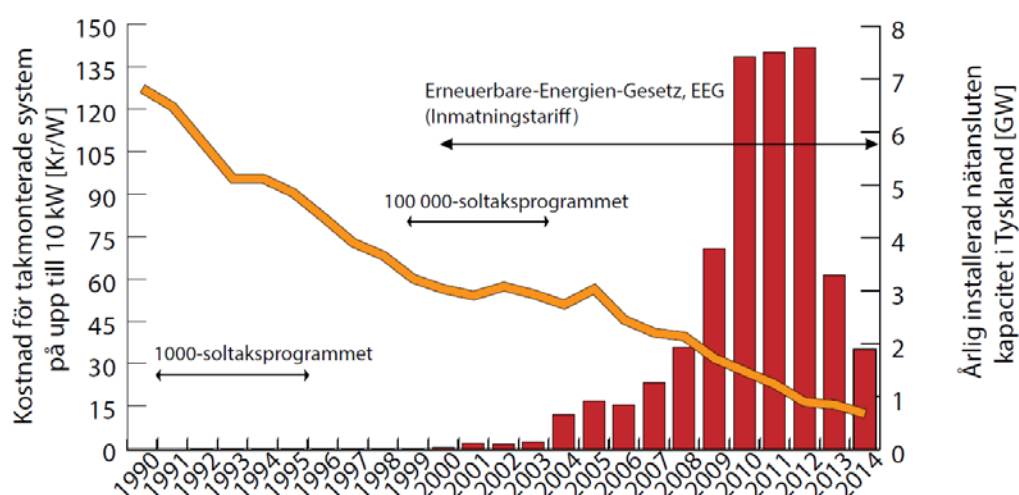
<sup>140</sup> Ibid

rent tyskt fenomen. Många andra länder i Europa har numera påbörjat liknande energiomställningar.

#### 4.4.2 Solcellsmarknaden

Även om Tyskland inte är speciellt soligt så var man tidigt ute och satsade på solceller. Stödet på nationell nivå har gått igenom 3 faser: 1 000-taksprogrammet (rabatter) mellan 1990–1995, 100 000-taks-programmet (mjuka lån) mellan 1999–2003, och EEG-lagstiftningen (inmatningstariffer) som infördes år 2000. Tack vare det tidiga engagemanget och en årlig installation på omkring 7 GW mellan 2010 och 2012 har Tyskland länge varit den viktigaste solcellsmarknaden i världen. Detta uppnåddes tack vare en kombination av flera faktorer, exempelvis:

- Långsiktig stabila stödsystem
- Ett högt förtroende hos investerare
- Ett stort intresse från ägare av bostäder, kommersiella och industri-byggnader att investera i egen elproduktion



Figur 6. Genomsnittliga priser för nyckelfärdiga takmonterade system på upp till 10 kW kontra den årliga installerade solcellsproduktionskapaciteten i Tyskland.

Under 2013, 2014 och 2015, gick marknaden ned till 3,3 GW, 1,9 GW respektive 1,45 GW, men Tyskland var ändå det land som hade installerat näst mest solceller i världen, 39,7 GW, i slutet av 2015.<sup>141</sup>

När de första diskussionerna om att förändra den tyska energiförsörjningen började under 80-talet var solceller fortfarande så dyra att de huvudsakligen bara användes av NASA i yttre rymden och för att ge små mängder energi i områden utan nätanslutningar.<sup>142</sup> I slutet av 80-talet lyckades den nybildade branschorga-

<sup>141</sup> IEA-PVPS Reporting Countries, G. Masson, and M. Brunisholz, "A Snapshot of Global PV (1992–2015)," 2016.

<sup>142</sup> M. A. Green, "Silicon photovoltaic modules: a brief history of the first 50 years," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 13, no. 5, pp. 447–455, 2005.

nisationen övertyga de tre städerna Aachen, Freising och Hammelburg att betala två D-mark per kilowattimme för el från solceller eftersom det visat sig att elbolagen redan betalade så mycket eller mer för att täcka upp för effekttoppen mitt på dagen. Detta ledde till införandet av Tysklands första inmatningstariffer.<sup>143</sup>

Tyskland blev senare det första landet i världen att lansera en stor nationell satsning på solceller när man 1989 presenterade ”1 000-soltaksprogrammet”. Detta program tillhandahöll rabatter för upp till 60 procent av systemkostnaderna och mellan 1990–1995 bidrog programmet till att det installerades ca 2 250 system med en total effekt på 5,25 MW.<sup>144</sup>

Efter detta initierades 100 000-soltaksprogrammet i januari 1999. Programmet erbjöd tio år långa lån med initialt en ränta på 0 procent (senare 1,91 procent) till installationen av solcellssystem större än 1 kW.<sup>145</sup> Lånen var utan krav på återbetalning eller räntebetalningar under de två första åren och kunde sökas till upp till 100 procent av finansieringen, men högst 4,5 miljoner kronor.<sup>146</sup> Dessutom var lånen begränsade till 61 400 kr/kW för anläggningar mindre än 5 kW och 30 700 kr/kW för installationer större än 5 kW.<sup>147</sup> Detta finansieringsprogram motsvarade ett investeringsbidrag på ca 20 procent.<sup>148</sup> Det ursprungliga målet för detta program var att bidra till en installerad effekt på 300 MW till 2014. Men 2003 påbörjade tyskarna justeringen av sin EEG-lagstiftning som innebar att solceller berättigades med inmatningstariffer. Därmed avslutades 100 000-soltaksprogrammet i juli 2003. Programmet hade då finansierat ca 55 000 installationer på en sammanlagt effekt av 261 MW.<sup>149</sup>

Sedan 2003 har den tyska marknaden främst drivits av inmatningstarifferna (se avsnitt 4.4.3). Från 2012 då inmatningstarifferna sänktes så att de blev lägre än elpriserna spelar även självkonsumtion en viktig roll för utbyggnaden av mindre solcellssystem (se avsnitt 4.4.5). Nyligen har tyskarna även infört ett anbudssystem för större solcellsparkar (se avsnitt 4.4.4).

I den tyska planen för energi kommer förnybara energikällor att bidra till merparten av energimixen i framtiden. Solceller anses vara viktig del av denna utveckling och ungefär hälften av ökningen av förnybar elproduktion sedan EEG

<sup>143</sup> C. Morris and M. Pehnt, “Energy Transition – The German Energiewende,” Heinrich Böll Foundation, Berlin, 2015.

<sup>144</sup> M. Bolinger and R. Wiser, “Support for PV in Japan and Germany,” Berkeley, Berkeley Lab, 2002.

<sup>145</sup> A. L. Polo and R. Haas, “An international overview of promotion policies for grid-connected photovoltaic systems,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 22, pp. 248–273, 2014.

<sup>146</sup> M. Bolinger and R. Wiser, “Support for PV in Japan and Germany,” Berkeley, Berkeley Lab, 2002.

<sup>147</sup> IEA, “100 000 Roofs Solar Power Programme.” [Online]. Available: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name-21000-en.php>. [Accessed: 29-Feb-2016].

<sup>148</sup> M. Bolinger and R. Wiser, “Support for PV in Japan and Germany,” Berkeley, Berkeley Lab, 2002.

<sup>149</sup> IEA, “100 000 Roofs Solar Power Programme.” [Online]. Available: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name-21000-en.php>. [Accessed: 29-Feb-2016].

infördes kan tillskrivas utbyggnaden av solceller.

#### 4.4.3 Inmatningstariffer

Tyskland var som sagt tidigt ute med att införa inmatningstariffer. Det inmatningstariffsystem som infördes i och med att EEG-lagstiftningen justerades 2003 innebär att en solcellsägare är garanterad ett specifikt fast pris för solelen i 20 år. Den specifika ersättningen bestäms av vilket år anläggningen installerades samt vilken storlek systemet har. I början sänkte man inmatningstariffsnivåerna en gång per år för nya solcellsinstallationer (de befintliga systemen behåller sin ersättningsnivå under 20 år). Men i och med den snabba prissänkningen och därmed den snabbt växande marknaden övergick man 2009 till ett nytt koncept som bygger på att ju mer marknaden växer under en definierad tidsperiod, desto lägre blir inmatningstariffsnivåerna för nästa period.

I den första versionen av det nya programmet var respektive period 6 månader, vilket visade sig vara för lång tid och det utlöste några exceptionella marknads-explosioner i slutet av varje period. Anledningen var att kunderna i slutet av varje period kunde köpa solcellssystem till låga priser men ändå ta del av högre tariffer än vad som skulle vara möjligt nästkommande månad. T.ex. installerades det hela 3 GW inom endast en månad i december 2011.<sup>150</sup> Därför började man i september 2012 sänka inmatningstarifferna varje månad med en bestämd procentsats. Samtidigt beslutade man att markmonterade solcellsparker över 10 MW inte längre är berättigade stöd via inmatningstarifferna.

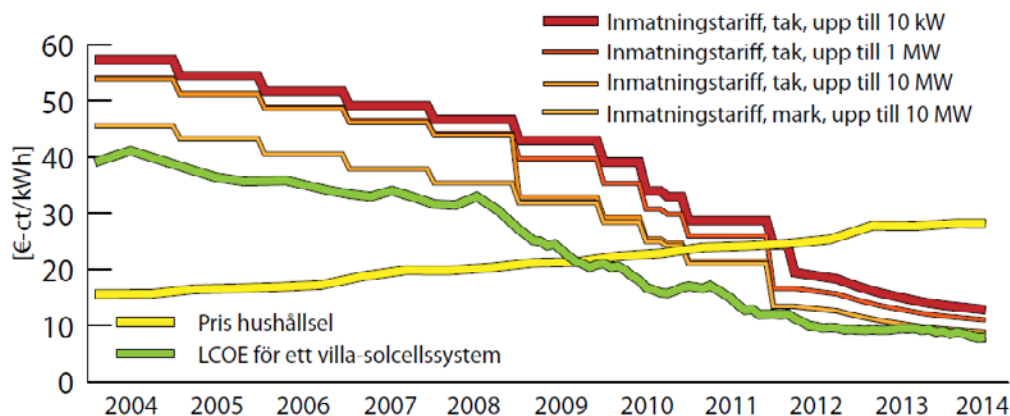
För att ge marknaden en viss framförhållning så att installatörer och investerare vet vad de har att räkna med sänker man numera tarifferna med samma procentsats i 3 månader och procentsatsen bestäms utifrån hur installationstakten sett ut under den tidigare perioden. På så sätt anpassas hela tiden inmatningstarifferna efter hur snabbt marknaden växer. Tanken är att reglerna är utformade för att mellan 2,4–2,6 GW ska installeras årligen.<sup>151</sup> Dock installerades det under 2014 och 2015 endast 1,9 GW respektive 1,45 GW. Det har fått konsekvensen att nivåerna på inmatningstarifferna legat konstant sedan september 2015 fram tills nu. Nivåerna är numera 1,12 kr/kWh för takmonterade system upp till 10 kW, 1,09 kr/kWh för takmonterade system upp till 1 MW, 0,97 kr/kWh för markmonterade system upp till 10 MW och 0,78 kr/kWh för markmonterade system upp till 10 MW.<sup>152</sup>

<sup>150</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>151</sup> G. Altenhöfer-Pflaum, "National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2014," IEA-PVPS task 1, Jülich, 2015.

<sup>152</sup> P. and R. in G. The Bundesnetzagentur, The Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, "Photovoltaic installations data submissions and EEG-supported feed-in tariffs." [Online]. Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1431/EN/Areas/Energy/Companies/RenewableEnergy/PV\\_data\\_tariffs/PV\\_statistic\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/EN/Areas/Energy/Companies/RenewableEnergy/PV_data_tariffs/PV_statistic_node.html). [Accessed: 04-Jan-2016].





Figur 7. Utvecklingen av nivåerna för inmatningstarifferna, LCOE för solet och elpriset för hushåll i Tyskland.

Till grafen har data för inmatningstarifferna hämtats från<sup>153</sup> och elpriserna från<sup>154</sup>. För LCOE utvecklingen har systempriserna hämtats från den tyska branschorganisationen och som kalkylränta har den långsiktiga räntan för konvergensändamål för Tyskland använts.<sup>155</sup> Läsaren bör observera att en lite högre kalkylränta än detta kan vara rimligt att använda, men att den långsiktiga räntan för konvergensändamål har använts för att det finns historisk statistik över denna. LCOE-kostnaderna bör därför vara något högre än vad i figuren visar.

De tyska EEG-inmatningstarifferna till förnybar elproduktion finansieras av elkonsumenterna genom en avgift på elpriset. Dock behöver vissa energiintensiva industrier, som totalt sett står för cirka 18 procent av elförbrukningen, inte betala denna avgift. Detta gör att avgiften blir högre för övriga konsumenter. Undantaget för den elintensiva industrin utmanades av EU kommissionen 2013, men man kom då fram till att undantaget låg i linje med EU kommissionens nya regler för statsstöd som började gälla den 1 juli 2014.<sup>156</sup> Under 2016 har den totala EEG-avgiften uppgått till ca 0,58 kr/kWh, varav det som går till solceller är cirka 0,24 kr/kWh.<sup>157</sup>

<sup>153</sup> P. and R. in G. The Bundesnetzagentur, The Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, "Photovoltaic installations data submissions and EEG-supported feed-in tariffs." [Online]. Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1431/EN/Areas/Energy/Companies/RenewableEnergy/PV\\_data\\_tariffs/PV\\_statistic\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/EN/Areas/Energy/Companies/RenewableEnergy/PV_data_tariffs/PV_statistic_node.html). [Accessed: 04-Jan-2016].

<sup>154</sup> Eurostat, "Electricity prices components for domestic consumers – annual data (from 2007 onwards)." [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database#>. [Accessed: 14-Sep-2016].

<sup>155</sup> European Central Bank, "Statistical data warehouse, Interest rate statistics (2004 EU Member States & ACCBs)." [Online]. Available: [http://sdw.ecb.europa.eu/browseTable.do?node=bbn4864&SERIES\\_KEY=229.IRS.M.DE.L.L40.CI.0000.EUR.N.Z](http://sdw.ecb.europa.eu/browseTable.do?node=bbn4864&SERIES_KEY=229.IRS.M.DE.L.L40.CI.0000.EUR.N.Z). [Accessed: 09-Jan-2016].

<sup>156</sup> European Commission, "State aid: Commission approves German aid scheme for renewable energy (EEG 2012); orders partial recovery." [Online]. Available: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-2122\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-2122_en.htm). [Accessed: 28-Feb-2016].

<sup>157</sup> M. Lang and A. Lang, "German Energy Blog," 2016. [Online]. Available: <http://www.germanenergyblog.de/?p=19487>. [Accessed: 14-Sep-2016].

Det är bestämt att inmatningstarifferna till solceller ska upphöra helt när man nått 52 GW i Tyskland.<sup>158</sup> Eftersom den totala solcellskapaciteten i slutet av 2015 var 29,7 GW och marknaden under 2015 endast var 1,45 GW, så förväntas de tyska inmatningstarifferna finnas kvar i flera år framöver.

#### 4.4.4 Anbudssystem

Sedan september 2012 kan stora markmonterade solcellsparker över 10 MW inte längre få stöd via inmatningstarifferna. Istället införde den tyska regeringen ett anbudssystem som började gälla 2015. Regeringens plan är att 500 MW ska byggas genom denna metod under 2015, följt av 400 MW år 2016 och 300 MW 2017.

Den första utlysningen avslutades den 19 maj 2015 och begränsades till 150 MW. I denna runda kom det in 170 bud, varav 25 stycken godkändes med en sammanlagd effekt på 157 MW. Det lägsta budet i denna runda var 0,77 kr/kWh, medan det genomsnittliga priset för alla de godkända buden var 0,83 kr/kWh.<sup>159</sup> Efter avslutad budgivning runda har sedan de godkända budgivarna fått 24 månader på sig att slutföra konstruktionen av anläggningarna. Den första rundan följdes upp av en andra runda där ytterligare 33 bud med en sammanlagd effekt på 160 MW godkändes. I den tredje och sista rundan under 2015, vars gräns låg på 200 MW, blev det lägsta budet 0,73 kr/kWh.<sup>160</sup>

#### 4.4.5 Självkonsumtion

Det är först på senare år som affärsmodellen för självkonsumtion har blivit aktuell i Tyskland. I och med att nivåerna för inmatningstarifferna länge varit högre än elpriset så har det mest lönsamma för en solcellsägare varit att mata in all produktion och sedan köpa tillbaka den el man behöver konsumera. För att börja stimulera solcellsägare att konsumera solelen direkt, snarare än att mata in den på elnätet, introducerade man i Tyskland 2009 en självkonsumtionspremie som betalades ut som en extra ersättning utöver elpriset till slutkund. Självkonsumtionspremien var högre om man hade en självkonsumtion som översteg 30 procent. Den 1 april 2012 avbröts detta premiesystem eftersom inmatningstariffsnivåerna understeg elpriserna, vilket innebar att självkonsumtion av el automatiskt blev mer lönsamt än att mata in den på nätet för att ta del av inmatningstarifferna.

Tyskland har tillsammans med Italien de högsta elpriserna till slutkund i Europa, vilket är en starkt bidragande orsak att självkonsumtionsaffärsmodellen tidigt blev intressant i Tyskland.

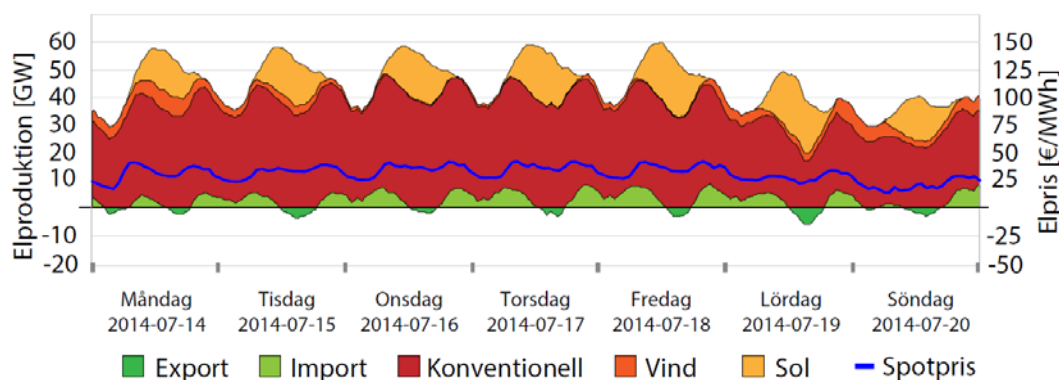
<sup>158</sup> G. Altenhöfer-Pflaum, "National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2014," IEA-PVPS task 1, Jülich, 2015.

<sup>159</sup> PV Magazine, "Germany: First PV tender round closed." [Online]. Available: [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germany--first-pv-tender-round-closed\\_100019536/#axzz41NMulgjv](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germany--first-pv-tender-round-closed_100019536/#axzz41NMulgjv). [Accessed: 27-Feb-2016].

<sup>160</sup> PV Magazine, "Third German solar tender delivers unit price of EUR 0.08/kWh." [Online]. Available: [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/third-german-solar-tender-delivers-unit-price-of-eur-008-kwh-\\_100022638/#axzz41NMulgjv](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/third-german-solar-tender-delivers-unit-price-of-eur-008-kwh-_100022638/#axzz41NMulgjv). [Accessed: 27-Feb-2016].

Tidigare fanns det inga avgifter på den självkonsumerade solelen i Tyskland. Men från och med den 1 augusti 2014 ska ägare av nya solcellanläggningar som är större än 10 kW betala en reducerad del av EEG-avgiften även för den självkonsumerade solelen. Ägare av system under 10 kW påverkas inte. De solcellsägare som berörs kommer behöva betala 30 procent av EEG-avgiften fram till slutet av 2015, 35 procent fram till slutet av 2016 och 40 procent från och med år 2017. De reducerade procentsatserna gäller endast under dessa år. Efter 2017 kommer de solcellssystem som sattes i drift under åren 2014 till 2016 också omfattas av 40 procent av EEG-avgiften. 40 procent av EEG-avgiften motsvarar för närvarande cirka 0,23 kr/kWh.<sup>161</sup> Denna avgift gör självkonsumtionsaffärsmodellen mindre attraktiv.

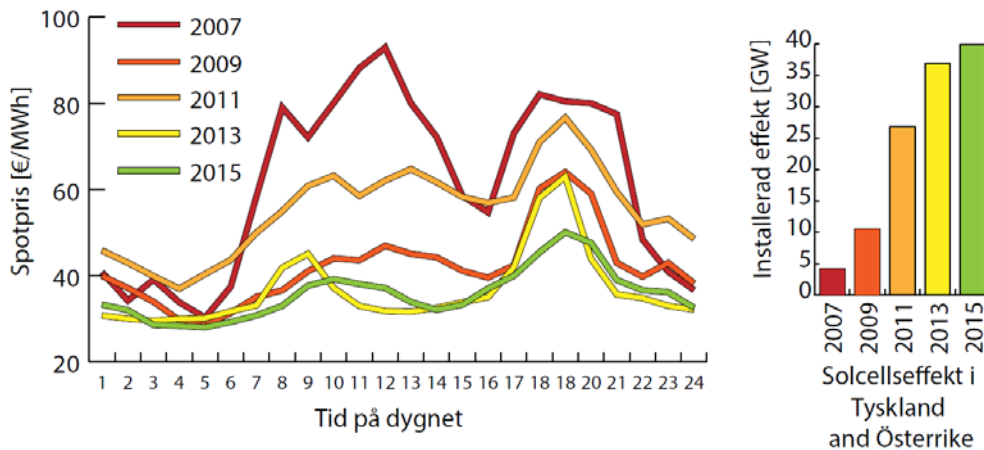
I årtal har förespråkare av solceller påpekat hur produktionen av solenergi sammanfaller med den stora efterfrågan runt lunchtid. I och med den stora utbyggnaden så står solceller vissa soliga dagar med låg strömförbrukning upp mot 50 procent av Tysklands efterfrågan på el under några timmar, vilket Figur 8 visar. Det har visat sig att de relativt dyra solcellerna har varit ett bra sätt att ersätta dyr balanskraft och de tyska spotpriserna mitt på dagen under sommarhalvåret har de senaste åren sjunkit kraftigt (se Figur 9).



Figur 8. Effektkurvor för konventionell-, vind- och solkraftsproduktion, samt nationell import, export och elpris i Tyskland under vecka 29<sup>162</sup>.

<sup>161</sup> PV Grid, "National updates: Germany." [Online]. Available: <http://www.pvgrid.eu/se/national-updates/germany.html>. [Accessed: 26-Feb-2016].

<sup>162</sup> B. Burger, "Electricity production from solar and wind in Germany in 2014," Fraunhofer Institute, Freiburg, 2014.



Figur 9. Genomsnittligt dagligt spotpris mellan den 15/4 och 31/10 på den tyska/österrikiska elmarknaden Phelix och total installerad solcellseffekt i de två länderna<sup>163</sup>.

För alla elkonsumenterna i Tyskland är de lägre spotpriserna i Tyskland en fördel, framför allt för industrin som ofta förbrukar mest el mitt på dagen. För solcell-sägarna själva spelade denna elprissänkning mitt på dagen ingen roll så länge all solet såldes via inmatningstarifferna. Men eftersom en investering i en solcells-anläggning numera i större grad använder sig av en affärsmodell som bygger på självkonsumtion så innebär lägre spotpriser mitt på dagen ett lägre värde för solet. En stor utbyggnad av solceller sänker därmed lönsamheten för sig själv.

#### 4.4.6 Stöd till lagring

Ett sätt att kunna integrera mer solceller i det Tyska elsystemet och samtidigt jämna både ut produktionen från solcellssystemen och elpriserna är att installera lagring i anslutning till solcellssystemen. Den 1 maj 2013 startades ett finansieringsprogram för lagringssystem i anslutning till solcellssystem mindre än 30 kW vars syfte är att öka självkonsumtionen och minska andelen inmatningstariff-finansierad solet i Tyskland.<sup>164</sup> Stödet är utformat som ett investeringsstöd som ger upp till 6 000 kr/kW. Investeringsstödet finansieras av statligt ägda KfW bank och hade ursprungligen en budget på 227 miljoner kr. I slutet av 2014 hade detta program finansierat 8 300 batterisystem i Tyskland.<sup>165</sup> Stödet var tänkt att ta slut efter 2016, men man har nyligen aviserat att programmet förlängs till 2018 med en tillförd budget på 272 miljoner kronor.

#### 4.4.7 Nätintegration

På grund av den höga andelen solceller i vissa regioner i Tyskland har man infört regler för nätuppkoppling av solcellssystem. En sådan förändring är att man infört nya regler kring inställningarna i växelriktarna. Tidigare var alla

<sup>163</sup> G. Masson, I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, S. Nowak, M. Brunisholz, and S. Orlandi, "Trends 2015 in photovoltaic applications," IEA-PVPS task 1, 2015.

<sup>164</sup> G. Altenhöfer-Pflaum, "National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2014," IEA-PVPS task 1, Jülich, 2015.

<sup>165</sup> Ibid

växelriktare inställda på att koppla bort ett solcellssystem om frekvensen i nätet översteg 50,2 Hz. Eftersom alla växelriktare var inställda på samma gräns så fanns risken att en väldigt stor mängd produktion stängdes av precis samtidigt om frekvensen av någon anledning steg. Detta skulle kunna ha fått förödande konsekvenser för nätstabiliteten och orsakat stora strömavbrott. Man har nu ändrat så att alla solcellssystem inte stängs av samtidigt ifall det är så att frekvensen av någon anledning överstiger 50,2 Hz. Man har också infört krav på att system som är mindre än 30 kW ska kunna utjämna belastningstoppar i nätet, "peak shaving".

#### 4.4.8 Byggregler

Det fanns inga särskilda åtgärder som gynnar varken vanliga solcellssystem eller byggnadsintegrerade system i Tyskland under 2014. Men precis som i andra Europeiska länder ses just nu byggnadsreglerna över i Tyskland för att anpassas till EUs målsättning att all nybyggnation ska vara nära-noll-byggnader till 2021.

#### 4.4.9 Aktiviteter bland elbolag

Den tyska elmarknaden och elproduktionen domineras av de fyra stora företagen EON, RWE, Vattenfall och EnBW. Utöver det finns det en del kommunala elbolag och vissa industrier som producerar el för sina egna anläggningar. Intresset från EON, RWE, Vattenfall och EnBW att installera solcellskraftverk har varit låg. De bolagen är mer engagerade i vindkraftssektorn. Den tyska solcellsmarknaden domineras därför av den privata sektorn för takmonterade solcellssystem och större projektutvecklare för de markmonterade solcellsparkerna.

#### 4.4.10 Diskussion och jämförelse med Sverige

Tyskland har under många år varit den viktigaste solcellsmarknaden i världen. Den tidiga och på senare år stora tyska solcellsutbyggnaden har varit en av huvudanledningarna till att solcellsproduktionen har kunna byggas ut vilket lett till att priserna för solceller sjunkit kraftigt. För detta har dock tyskarna betalat ett högt pris. Även om man genom utbygganden av den förnybara energiproduktionen sparat 60 miljarder kronor i energiimport så innebär EEG-avgiften på 0,58 kr/kWh (ca 0,24 kr/kWh för solcellsutbyggnaden) som slutkonsumenterna måste betala för denna utbyggnad såklart en påfrestning. Dock ska man vara medveten om att man i Tyskland började stödja solcellssystem och bygga ut dem i stor skala när priset låg på omkring 60 kr/W. Numera är priset för solcellssystem för villor nere mot 10–15 kr/W i de flesta länder. Numera behövs därför långt ifrån samma höga stödnivåer som tyskarna betalat för att stimulera en utbyggnad av solceller eftersom Tyskland, tillsammans med några andra länder som var tidigt ute, redan har gjort de stora investeringarna som behövdes för att få ner priserna på solcellssystem. Detta är något som alla de länder, inklusive Sverige, som vill bygga ut sin elproduktion med hjälp av solceller kan dra nytta av.

Andra länder kan också dra lärdomar av att Tyskland gått före genom att analysera de situationer och effekter som en storskalig utbyggnad av solproduktion har gett upphov till. En sådan effekt är t.ex. att den stora mängden solenergi i det tyska elsystemet har inneburit att traditionella kraftverk inte kan köras med full kapacitet.

tet i lika stor utsträckning. Dessutom kan de inte sälja till samma höga priser eftersom solceller minskat behovet av topp effekt vid middagstid. Detta har fått följden att vinsterna för landets konventionella kraftverksägare minskat drastiskt. Allt detta har kommit till stånd så snabbt att politikerna nu letar efter sätt att omforma den tyska elmarknaden för att säkerställa att tillräcklig produktionskapacitet förblir i drift för att täcka de få timmar på vintern när Tyskland når sin absoluta efterfrågeeffekt (cirka 80 GW), som också råkar vara en tid på dygnet då ingen sole finns att tillgå.<sup>166</sup> I detta avseende kan Tyskland erbjuda en unik inblick i framtiden för andra länder, som t.ex. Sverige. Dock är förutsättningarna att integrera mycket sole ur det perspektivet betydligt bättre i Sverige än i Tyskland eftersom vi har vattenkraften som kan användas som balanskraft och den påverkas inte i samma utsträckning som de reservkraftverk som Tyskland använt sig av.

En annan lärdom man kan dra från Tyskland är att det är viktigt med löpande marknadsstatistik för att kunna utforma effektiva stödsystem för solceller. Eftersom det tar så kort tid att installera ett solcellssystem så reagerar marknaden väldigt snabbt på införda förändringar. Sedan början av 2009 är ägare av nya solcellssystem enligt lag skyldiga att registrera sina system hos tyska statliga myndigheten för el, gas, telekommunikationer, post och järnväg (Bundesnetzagentur). Denna ordning har gjort att man i Tyskland tidigt fått löpande uppdaterad statistik på hur mycket solceller som installeras. Man har därför haft verktygen för att snabbt kunna justera nivåer på stöden till solceller om marknaden varit på väg att bli upphettad och den nuvarande utformningen av inmatningstariffer bygger på ständig återkoppling på hur marknaden utvecklas. I Sverige har vi saknat tillgången till denna typ av statistik då vi hittills förlitat oss på årlig insamlad försäljningsstatistik. Denna statistik innehåller en del osäkerheter samt saknar uppgifter kring antalet solcellssystem i Sverige. Det har gjort att det varit svårt att utforma de svenska stödsystemen på ett lika effektivt sätt som tyskarna har gjort de senaste åren.

Eftersom den tyska solcellsmarknaden ligger långt före den svenska är det svårt att dra stora paralleller mellan marknaderna. Tyskland har t.ex. haft ett investeringsstöd, men det var för länge sedan och under helt andra förutsättningar, vilket gör det svårt att jämföra de två programmen.

En relevant parallell är att den fortsatta utbyggnaden av små solcellssystem i Tyskland, på samma vis som i Sverige, främst kommer att ske utifrån en självkonsumtionsaffärsmodell. Dock liknar situationen i Tyskland mer den danska än den svenska. Elpriserna till slutkund i Tyskland är, precis som i Danmark, betydligt högre än de svenska. Utöver det kommer värdet på överskottselen i Tyskland i den närmaste framtiden, i likhet med Danmark, bestämmas av inmatningstarifferna, medan värdet i Sverige bestäms av elbolagens erbjudande för överskottet, skattereduktioner, elnätsnyttan och eventuella elcertifikat. Att värdet för överskottselen bestäms av inmatningstariffer innebär att risken för att avkastningen från en solcellsanläggning ändras drastiskt inom de 20 första åren minimeras.

---

<sup>166</sup> C. Morris and M. Pehnt, "Energy Transition – The German Energiewende," Heinrich Böll Foundation, Berlin, 2015.

När det gäller självkonsumtion av solel så finns det en likhet mellan länderna. Det är att Tyskland och Sverige, trots en uttalad ambition att bygga ut förnybar energi, är bland de första i världen som infört en avgift/skatt på självkonsumerad el. I Sveriges fall gäller det energiskatten på 0,3 kr/kWh som från och med 1 juli 2016 drabbar de juridiska personer som byggt solcellssystem med en effekt större än 255 kW, även retroaktivt. I Tyskland rör det sig om 40 procent av EEG-avgiften på 0,23 kr/kWh som tillskrivs de som installerat solcellssystem större än 10 kW efter den 1 augusti 2014. EEG-avgiften och energiskatten har införts av olika anledningar, men båda får konsekvensen att solelen som självkonsumeras får ett lägre värde, vilket gör att inmatningstarifferna respektive solcellsstödet måste hållas kvar på en högre nivå för att det fortfarande ska vara lönsamt att installera de berörda typerna av solcellssystem.

Den stora utbyggnaden av solceller i Tyskland har medfört att de tyska bankerna har fått en större erfarenhet av att finansiera solcellsprojekt, vilket gjort att kostnaden för kapital och därmed kalkylräntorna varit lägre i Tyskland än i många andra länder.<sup>167</sup> Det billiga kapitalet, tillsammans med stabila stödsystem (först via inmatningstarifferna och numera genom det anbuds-förfarande som införts) och höga spotpriserna har gjort att investeringar i solcellsparker i Tyskland har varit lika attraktivt som i andra soligare länder. Så även om den tyska marknaden domineras av takmonterade system har det byggts en del stora solcellsparker. Runt om i världen har de senaste två åren liknande anbudssystem som det i Tyskland införts. Dessa anbudssystem har visat sig vara ett effektivt sätt att bygga ut stora solcellsparker till ett lågt pris. Intresset för att installera stora solcellsparker i Sverige har hittills varit väldigt liten. En anledning är att det finns en gräns för det maximala belopp som går att söka via det svenska investeringsstödet och i Sverige har frågan om det finns ett behov av större solcellsparker hittills inte lyfts.

---

<sup>167</sup> A. L. Polo and R. Haas, "An international overview of promotion policies for grid-connected photovoltaic systems," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 22, pp. 248–273, 2014.





## 5 Lista över andra redovisande och underlagsrapporter i uppdraget

- ET2016:16 Förslag till strategi för ökad användning av solel
- ER2016:06, Delredovisning av uppdraget att ta fram ett förslag till strategi för ökad användning av solel
- ER2016:20, Förslag till heltäckande solesstatistik
- ER2016:21, Vad styr och vad bromsar solel i Sverige?
- ER2016:22, Effekter i elsystemet från en ökad andel solel
- Energimyndighetens forsknings- och innovationsstrategi för solemrådet

### Annex

I denna rapport har genomgående svenska kronor (kr) använts. Från de olika referenserna har följande kurser använts för att omvandla olika valutor till kronor. Läsaren bör vara medveten om att i det fall det förekommer historiska priser i någon annan valuta så har inte någon hänsyn till valutafluktuationer förekommit sedan dess och historiska priser har omvandlats med samma kurs som nedan.

Valuta	Kurs, 1 kr =
Danska kronor	0,81
Euro	0,11
Amerikanska dollar	0,12
Schweiziska franc	0,12

### **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 energianvändning 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).

