



Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet

Delredovisning 2. Uppdraget att föreslå nya kvoter i
elcertifikatsystemet

ER 2009:35



Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet

Delredovisning 2. Uppdraget att föreslå nya kvoter i
elcertifikatsystemet mm.

ER 2009:35

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas via
www.energimyndigheten.se
Orderfax: 08-505 933 99
e-post: energimyndigheten@cm.se

© Statens energimyndighet

ER 2009:35

ISSN 1403-1892

Förord

Energimyndigheten har den 2 juli 2009 från Regeringen fått ”Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet m.m.”. Uppdraget består av fyra deluppdrag varav denna rapport avser avrapportering av del av deluppdrag 2, Konsekvenser av ökad ambitionsnivå.

Rapporten innehåller Energimyndighetens bedömning av konsekvenser för elkunder med anledning av ambitionshöjningen i elcertifikatsystemet från 17 TWh ny förnybar elproduktion år 2016 till 25 TWh år 2020, jämfört med år 2002. Rapporten innehåller därutöver Energimyndighetens bedömning avseende en eventuell fast kvotpliktsavgift och ett skydd för låga elcertifikatpriser.

Katarina Jacobson och Karin Sahlin har varit projektledare för arbetet med rapporten. I projektgruppen har deltagit Anna Andersson, Daniel Andersson, Martin Johansson, Jonas Ström, Maria Westrin och Roger Östberg, samtliga vid Energimyndigheten.

Eskilstuna i januari 2010

Innehåll

1	Sammanfattande slutsatser	7
2	Bakgrund, uppdrag, metod och avgränsning	15
2.1	Bakgrund till uppdraget	15
2.2	Uppdraget	16
2.3	Metod.....	17
2.4	Avgränsning.....	18
3	Elcertifikatsystemet – bakgrund och nya framtida ramar	19
3.1	Bakgrund elcertifikatsystemet	19
3.2	Aktörers syn på elcertifikatsystemet.....	21
3.3	Framtiden har delvis nya ramar	22
4	Vad har påverkat/påverkar elcertifikatpriserna	25
4.1	Generella faktorer som påverkar elcertifikatpriserna	25
4.2	Kommentar till utvecklingen hittills.....	28
5	Modellberäkningar	30
5.1	Inledning.....	30
5.2	Beskrivning av genomförda beräkningar.....	31
5.3	25 TWh jämfört med 17 TWh	32
5.4	Sammanfattning.....	58
6	Elkundens kostnad	60
6.1	Inledning	61
6.2	Den kvotpliktiga elanvändningen – perspektivet elkunden.....	61
6.3	Kostnaden hittills för elkunden.....	64
6.4	Hur påverkas kostnaden av en höjd ambitionsnivå	67
6.5	Sammanfattning.....	79
7	Elcertifikatmarknaden - behov av åtgärder som skyddar mot höga kostnader och mot låga stöd	81
7.1	Marknaden för elcertifikat	82
7.2	Åtgärder för att skydda elkunden från höga kostnader och investeraren från låga stöd	83
7.3	Tak och golv	84
7.4	Hur kan vi undvika flaskhalsar i infrastrukturen	92
7.5	Sammanfattning.....	104
8	Bilaga – Särskild samrådsskrivelse	107
8.1	Konjunkturinstitutets reservation.....	107
9	Referenser	111

1 Sammanfattande slutsatser

Sammanfattande slutsatser och förslag

- Givet att en kontinuerlig utbyggnad av förnybar elproduktion kan ske utan flaskhalsproblem beräknas den genomsnittliga elcertifikatkostnaden för elkunden, till följd av ny nivå på kvotplikten, uppgå till ungefär samma storleksordning som idag.
- Den genomsnittliga kostnaden för den högre ambitionen beräknas till 2,5–9 öre/kWh, vilket kan jämföras med motsvarande kostnad för år 2009 som uppgick till 8 öre/kWh. Om ambitionen 17 TWh legat kvar bedömer Energimyndigheten att kostnaden för elkunden hade gått ner jämfört med idag.
- Ett ökat utbud av elcertifikatberättigad elproduktion beräknas ge lägre elpriser. Någon bedömning av denna effekt har dock inte kunnat göras.
- Elkundens kostnad för elcertifikatsystemet är en del av den sammanlagda kostnaden för el. År 2009 låg denna kostnadsandel på 4 – 6 % beroende på typ av elkund.
- Den genomsnittliga kostnadsökningen för elkunden beräknas till ett intervall i storleksordningen 1 till 5 öre per kWh när nuvarande mål att öka den förnybara elenergin till 17 TWh jämförs med den höjda ambitionen på "i nivå" med 25 TWh. Här omfattas hela perioden 2013 till 2035. Om perioden istället omfattar 2013 till 2020 blir kostnadsintervallet 1 till 6 öre.
- Energimyndigheten bedömer att om utbyggnaden av förnybar elproduktion fungerar utan flaskhalsproblem så bör priserna variera inom intervallet 150–550 kr per elcertifikat (MWh), vilket ovanstående kostnadsberäkningar för den högre ambitionsnivån baseras på.
- Prisnivån för elcertifikaten kan förväntas variera beroende på bland annat möjligheten att få tillstånd för nya produktionsanläggningar, framtida elanvändning, elprisets utveckling och om det är över- eller underskott av elcertifikat på marknaden. Energimyndigheten anser att det främst är risken för höga elcertifikatpriser som behöver uppmärksammas.
- Det finns en stor potential för landbaserad vindkraft. Aktörens beslut att investera beror förutom på de fasta och rörliga kostnaderna även på en bedömning av framtida elcertifikatpris i kombination med en bedömning av framtida elpriset.

- Den risk Energimyndigheten främst ser är att utbyggnaden begränsas av att tillståndshandlingen och/eller förstärkningar/utbyggnad av näten inte sker i den takt som krävs. Den ökade ambitionsnivåns betydelse för behov av nätförstärkning och nätutbyggnad har inte bedömts.
- Energimyndigheten förordar idag inte en fast kvotpliktsavgift. I det fortsatta arbetet kommer en utvidgad marknad med Norge att analyseras. Det kan ändra förutsättningarna och Energimyndigheten kommer fortsätta att bedöma behovet av åtgärder för att skydda elkunden mot för höga kostnader.
- Energimyndigheten bedömer att den höjda ambitionsnivån gör att det inte är troligt med låga certifikatpriser. Något golv för priset på elcertifikaten behöver därför inte införas.

Energimyndigheten föreslår att:

- Tillståndsprocessen för etablering av ny förnybar elproduktion följs upp årligen. Energimyndigheten anser också att det snarast bör göras en översyn över processerna för nätanslutning/nätförstärkningar/nätutbyggnad till följd av den höjda ambitionen i elcertifikatsystemet. Syftet med dessa åtgärder är att undvika flaskhalsproblem vid utbyggnad av förnybar elproduktion och då främst för vindkraften.
- Nästa kontrollstation genomförs så att eventuella justeringar av kvotnivån kan ske senast den 1 januari 2015. I analysen av om en justering av kvotnivån behöver göras, ska både investerarna av förnybar elproduktion och elkunderna beaktas. Det innebär att en bedömning återigen görs om den valda ambitionen (produktionsmålet) ger ny produktion till rimliga kostnader.

Enligt EU:s direktiv för en ökad användning av förnybar energi har Sverige gjort ett åtagande att uppnå andelen 49 % förnybar energi av total slutanvänd energi. I regeringens plan för förnybar energi är främjande för utbyggnad av förnybar elproduktion en central del. Bedömningen är bl.a. att ett nytt mål för ökningen av den förnybara elproduktionen bör sättas upp i nivå med 25 TWh till år 2020 jämfört med situationen år 2002.

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat styrmedel för förnybar elproduktion som infördes i Sverige 1 maj år 2003. Syftet med systemet är att kostnadseffektivt och teknikneutralt öka den förnybara elproduktionen i Sverige utan stöd från statskassan.

Kostnaden för elkunden beräknas genom att multiplicera kvotnivån för året med priset på elcertifikaten. Kostnadsökningen till följd av den högre ambitionen beror alltså både på att kvotnivån har ökat och vilken effekt ambitionshöjningen får på

elcertifikatpriserna. På elcertifikatmarknaden är det kvotplikten via priset på elcertifikat som driver fram ny förnybar elproduktion. Storleken på den kostnad elkunden möter påverkas också av i hur stor utsträckning elpriset sjunker till följd av att produktionen av el ökar på elmarknaden.

Systemet har hittills gett 8,5 TWh ny elcertifikatberättigad elproduktion varav cirka 0,8 utgörs av torv. Kostnaden har ökat från 2 öre till 8 öre/kWh el för år 2009 (inklusive moms). Givet att nuvarande ambition på 17 TWh ligger kvar skulle den genomsnittliga kostnaden sjunka givet dagens elcertifikatpris till drygt 3 öre/kWh, vilket framför allt beror på att nivån på kvotplikten sjunker när anläggningar fasas ut.

Kostnadsökningen till följd av ambitionshöjningen sker dels genom att kvotnivån höjs dels genom att elcertifikatpriset kan öka

Kostnaden för elkunden till följd av ambitionshöjningen kan beskrivas dels genom att ange vad själva kvotnivåändringen medför givet dagens pris på elcertifikaten och dels genom att beskriva hur den högre kvotnivån i kombination med förändringar i elcertifikatpriset påverkar. Vår bedömning är att prisintervallet 150–550 kr per elcertifikat fångar in tänkbara genomsnittliga prisvariationer på elcertifikaten.

Genomsnittlig kostnadsnivå med den höjda ambitionen bedöms ligga i samma storleksordning som idag (2009)

Beräknas den sammanlagda genomsnittliga certifikatkostnaden, för den nya ambitionen, i öre/kWh hamnar den i samma storleksordning som idag, år 2009. Den genomsnittliga kostnaden för elkunden år 2013–2035 beräknas till 2,5–9 öre/kWh. För perioden 2013 till 2020 ligger motsvarande intervall mellan 3,3–11 öre per kWh. Detta beräknat med ett intervall för elcertifikatpriset på 150–550 kr. Priserna är fasta och i 2009 års penningvärde. Den genomsnittliga kostnaden för år 2009 ligger på cirka 8 öre/kWh.

Kostnadsjämförelse mellan 17 TWh och den höjda ambitionen ”i nivå” med 25 TWh

Kostnadsökningen när både den högre ambitionen inkluderas samt ett prisintervall på 150–550 kr per elcertifikat (ett elcertifikat motsvarar 1 MWh el) beräknas till knappt 1 öre till drygt 5 öre/kWh, eller 6 öre om perioden 2013 till 2020 omfattas. Den framräknade kostnadsuppgiften motsvarar då en *ökning* d.v.s. en jämförelse mellan en ambition på 17 TWh och 25 TWh. På motsvarande sätt beräknas den totala genomsnittliga kostnadsökningen för hela kundkollektivet av intervallet cirka 0,8–2,8 miljarder kronor per år. Här räknat exklusive moms.

En dämpning av elpriset kan förväntas i ett långsiktigt perspektiv

Ett ökat utbud av elproduktion påverkar marknaden för el så att priset kan förväntas gå ned. De modellberäkningar som gjorts visar också detta samband. Vi har inte kunnat kvantifiera hur stor denna långsiktiga elprisdämpning är. För att göra det krävs en omfattande analys som täcker den nordeuropeiska elmarknaden.

Det har inte varit möjligt att göra en sådan analys inom ramen för detta uppdrag. För att balansera hela kostnadsökningen för ambitionshöjningen skulle en elprissänkning på motsvarande knappt 1 öre till drygt 5 öre behövas (intervallet motsvaras av de olika antagna elcertifikatpriser ovan).

I absoluta tal är kostnadsökningen större för kunder med högre elanvändning

Elkunder som har en relativt sett högre elanvändning möter större kostnadsökning uttryckt i absoluta tal. Exempelvis kommer elkunder som värmer en villa med elvärme att märka en högre kostnadsökning uttryckt i kronor jämfört med en lägenhetskund. Totalt sett gäller slutsatsen som ovan att kostnadsnivån förväntas ligga i ett intervall i samma storleksordning som idag. År 2009 utgjorde kostnaden för elcertifikaten för en lägenhetskund drygt 4 % av den totala kostnaden för använd el, motsvarande andel för en villa med elvärme har beräknats till 5,5 %. Även industrier som inte omfattas av undantag möter en ökad kostnad. För typindustrier inom verkstads- och livsmedelsindustrin har en kostnadsandel på 6 % beräknats för år 2009. Beräkningen bygger på att alla elkunder har samma elcertifikatkostnad och att större elanvändare har lägre elpris. Beräkningar av den procentuella elcertifikatkostnaden påverkas förutom av elcertifikatkostnaden även av ett varierande elpris. Beräkningar av framtida kostnadsandelar påverkas därför inte bara av hur elcertifikatkostnaden utvecklas utan även av hur elpriset bedöms utvecklas.

Elcertifikatkostnaden utgör en högre andel av konsumtionsutrymmet för elkunder i glesbygden

Konjunkturinstitutet har med hjälp av sin allmänna jämviktsmodell (EMEC) beräknat vilka fördelningseffekter som uppstår vid olika kostnader för elcertifikaten för elkunden. Beräkningarna visar att kostnadsökningar kommer att påverka konsumtionsutrymmet i högre utsträckning för hushåll på landsbygden och i mindre orter. Den regionala fördelningsprofilen förklaras delvis med att fjärrvärme är vanligare i större städer och att större grupper av befolkningen bor i flerbostadshus inne i stadskärnan. Fördelningseffekterna för inkomstgrupper är inte lika entydiga som för regioner.

Det är mycket viktigt att det inte uppstår flaskhalsar i infrastrukturen

För att elcertifikatmarknaden ska utvecklas på ett bra sätt är det viktigt att den underliggande infrastrukturen för utbyggnad av ny förnybar elproduktion fungerar tillfredsställande. Enligt gjorda modellberäkningar är det landbaserad vindkraft som står för en stor andel av den tillkommande produktionen. Både tillstånd för etablering av vindkraft och förstärkningar av näten har tidshorisonter på omkring 5 år, vilket indikerar vikten av att dessa processer fungerar.

Prisvariationer bör accepteras inom ramen för elcertifikatmarknaden

Elcertifikatsystemet utgör en marknadsbaserad styrmedelslösning. En marknad karakteriseras av varierande priser och det är priset som ska styra fram den produktion som efterfrågas enligt den lagstadgade kvotnivån (kvotplikten). I den bemärkelsen måste man acceptera att priserna varierar kortsiktigt men också att pristrenden kan stiga när ambitionsnivån för systemet höjs. Som en indikation har

Energimyndigheten i beräkningarna utgått från att 150 -550 kr per elcertifikat illustrerar de prisvariationer som kan uppstå.

Det finns en risk för höga priser men låg risk för låga priser

Bestående höga priser påverkar elkunder negativt och bestående låga priser påverkar investerare negativt. Beräkningsresultaten från modellen MARKAL visar att det vid vissa situationer kan uppstå höga respektive låga marginalkostnader för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat). Energimyndigheten bedömer att risken för låga priser inte är sannolik. Det beror främst på att ambitionen har höjts i systemet. Enligt modellresultat förväntas en relativt stor andel av den nya elproduktionen i elcertifikatsystemet bestå av landbaserad vindkraft samt till en lägre andel av biobaserad kraftvärme och mottryckskraft. Den tekniska och ekonomiska potentialen för utbyggnad är större än den satta ambitionen. Den praktiska/administrativa potentialen beror främst av i vilken utsträckning vindkraftverk får tillstånd att byggas och med vilka ledtider nödvändiga nätförstärkningar/utbyggnader sker. Den relativt sett större andelen vindkraft innebär en skillnad jämfört med hur utvecklingen har sett ut hittills. Faktorer som begränsar utbygganden av vindkraft bedöms nu få större påverkan på elcertifikatpriset. Det är främst faktorer som har med tillstånd för att bygga vindkraft och nödvändiga nätförstärkningar och nätutbyggnader. Problem med utbyggnaden kan göra att priserna på elcertifikat skulle kunna gå upp till nivåer över 550 kr, vilket är den gräns som Energimyndigheten använt i kostnadsberäkningarna.

Energimyndigheten har även gjort en beräkning för ett extremfall där kostnaden för ett elcertifikat uppgår till 1 000 kr. En sådan situation skulle kunna uppstå först om flera fördyrande faktorer samverkar där en av dessa är om det finns flaskhalsproblem vid utbyggnaden av vindkraften. Sannolikheten för att en sådan hög nivå ska uppstå bedömer Energimyndigheten som mycket låg givet att betydande flaskhalsproblem kan förebyggas. En ventil som minskar denna risk är också att det finns möjlighet att bygga om befintliga biokraftvärmeanläggningar så att de får en ny tilldelningsperiod. Vissa befintliga biokraftvärmeverk kan också mycket snabbt ställa om produktionen till högre andel elproduktion och en högre biobränsleandel.

Energimyndigheten anser inte att en fast kvotpliktsavgift bör införas i nuläget

Enligt uppdraget ska den fasta kvotpliktsavgiften övervägas om den inte riskerar att bli prisstyrande på marknaden. Energimyndigheten kan konstatera att många andra länder har någon form av takpris. Även om den prisstyrande effekten inte alltid är uppenbar så går det inte heller att dra slutsatsen att pristaket inte har varit prisstyrande.

Energimyndigheten har listat för- och nackdelar med att införa en fast kvotpliktsavgift. En nackdel med en fast kvotpliktsavgift är den risk, som inte kan uteslutas, att pristaket blir prisstyrande. Att denna risk finns beror främst på att

marknaden är liten och att aktörerna då har större benägenhet att påverkas av ett pristak. Det handlar delvis om att värdera risken för att en fast kvotpliktsavgift blir prisstyrande, och på det sättet ökar kostnaden för elkunden, mot att elcertifikatpriset blir så högt att det under en viss period utgör en oskäligt hög kostnad för elkunderna. För att den fasta kvotpliktsavgiften ska bli så lite prisstyrande som möjligt och samtidigt skydda elkunden så behövs en noggrann analys av var avgiftsnivån ska sättas. Eftersom flera parametrar påverkar en sådan analys finns en viss osäkerhet kring om valet av nivå hamnar rätt. En för låg nivå ökar den prisstyrande risken medan en för hög nivå inte utgör så stort skydd för elkunden. Vid en analys av var den fasta kvotpliktsavgiften ska ligga är den grundläggande frågan hur mycket samhället ska betala för ny förnybar elproduktion, som ett sätt att nå Sveriges åtagande gentemot EU för målet om förnybar energi. Energimyndigheten har inte gjort denna analys nu eftersom vi inte anser att en fast kvotpliktsavgift bör införas i nuläget. Förutom de skäl som tas upp här bedömer Energimyndigheten att risken för höga priser de närmaste åren är låg på grund av att det i dagsläget finns ett överskott av elcertifikat i systemet på drygt 4 miljoner elcertifikat. Energimyndigheten vill också avvakta fortsatta analyser av en gemensam norsk/svensk elcertifikatmarknad.

Tillsvidare föreslås därför att den rörliga kvotpliktsavgiften fortsätter att gälla, d.v.s. 1,5 gånger medelpriset på elcertifikat under perioden från och med den 1 april beräkningsåret till och med den 31 mars påföljande år.

De marknadsaktörer som tillfrågats i samband med Energimyndighetens uppdrag är i huvudsak negativa till en fast kvotpliktsavgift. Det gäller såväl producenter som kvotpliktiga och handlare. Många hävdar att en prisreglering snarare skulle skapa osäkerheter och nya risker på marknaden än att minska dem. Energimyndigheten anser att aktörernas förtroende för systemet är viktigt för att tillräckliga investeringar ska genomföras.

Energimyndigheten föreslår i nuläget istället kontinuerligt löpande uppföljning så att signaler kommer tidigt om inte infrastrukturen fungerar tillfredsställande
Syftet med dessa åtgärder är att undvika flaskhalsproblem vid utbyggnad av förnybar elproduktion och då främst för vindkraften som bedöms svara för en stor andel av tillkommande elproduktion.

- Energimyndigheten anser att tillståndsprocessen för etablering av ny förnybar elproduktion bör följas upp årligen.
- Energimyndigheten anser att en översyn bör göras snarast över processerna för nätanslutning/nätförstärkningar/nätutbyggnad till följd av den höjda ambitionen i elcertifikatsystemet. I det arbetet ingår att bedöma om åtgärder behöver göras för att förhindra att flaskhalsar uppstår i de processer som omfattar nätförstärkningar och utbyggnader.

Energimyndigheten föreslår också tydligare skrivning om nästa kontrollstation

Syftet bör återigen vara att göra en analys över om den valda ambitionen (produktionsmålet) ger ny produktion till rimliga kostnader.

Eftersom ett fast tak inte föreslås införas i nuläget så anser Energimyndigheten att den kommande kontrollstationen är viktig. Energimyndigheten föreslår en mer detaljerad skrivning.

Energimyndigheten anser att nästa kontrollstation ska genomföras så att eventuella justeringar av kvotnivån kan ske senast den 1 januari 2015. De politiskt införda kontrollstationerna har bl.a. syftet att analysera om kvotnivån ska justeras om elanvändningen som driver efterfrågan på elcertifikat avviker från det produktionsmål som satts upp. I analysen av om en justering av kvotnivån behöver göras ska konsekvenserna både för investerarna av förnybar elproduktion och för elkunderna beaktas. Det innebär att en bedömning återigen görs över om den valda ambitionen (produktionsmålet) ger ny produktion till rimliga kostnader.

Energimyndigheten anser att marknadens funktionalitet kan förbättras

Energimyndigheten anser också att marknadens funktionalitet skulle förbättras om marknaden utökas och blir större. Exempelvis att Norge och Sverige bildar en gemensam elcertifikatmarknad. Vid en utvidgad marknad (Norge/Sverige) anser Energimyndigheten att etablerandet av en clearinghousefunktion kan förbättra marknadens funktionalitet, men det är upp till marknadens aktörer att besluta om en sådan möjlighet.

Till den 15 maj år 2010 utreds även andra åtgärder för att skydda elkunden mot kraftigt höjda elcertifikatpriser

Enligt uppdraget ska Energimyndigheten till den 15 maj även beskriva andra åtgärder för att skydda elkunden mot kraftigt höjda elcertifikatpriser. Särskilt nämns att på sikt fördela kostnaden på ett större antal elkunder. Här ska den konkurrensutsatta industrin samtidigt beaktas. Detta arbete kommer löpa parallellt med analysen att utvidga den svenska elcertifikatmarknaden med Norge. Inom ramen för det arbetet kan ytterligare aspekter komma fram som påverkar slutsatserna även kring elkundens kostnad.

Utgångspunkten i det fortsatta arbetet är att de åtgärder som föreslagits i detta uppdrag bedöms ge tillräckligt skydd. Energimyndigheten kommer dock att vara lyhörd om ny information uppkommer som förändrar denna bedömning. Energimyndigheten kommer även att överväga andra åtgärder där det främsta syftet att förbättra marknadens funktionalitet.

Den utfasning av anläggningar som gäller idag ger en tydlig sänkning av kostnaden för elkunden.

Inom ramen för det svenska elcertifikatsystemet vill Energimyndigheten poängtera att den förändring som infördes som innebar en utfasning av anläggningar som var i drift innan den 1 maj 2003 och nya anläggningar efter en viss tidsperiod på ett tydligt sätt utgör ett skydd för alltför höga kostnader för

elkunden. Utfasningen innebär att de flesta anläggningar tagna i drift innan 1 maj 2003 tilldelas elcertifikat fram till utgången av år 2012 medan resterande anläggningar fasas ut vid utgången av år 2014. Totalt försvinner stödet till cirka 12 TWh förnybar el vilket motsvarade cirka 80 % av produktionen år 2009. Det innebär också att det mesta av stödet till biobränsleanläggningar och småskalig vattenkraft försvinner. Syftet var att sänka stödet till redan lönsam produktion och därmed kostnaden för elkunden.

2 Bakgrund, uppdrag, metod och avgränsning

I detta kapitel beskrivs bakgrunden till uppdraget, vad som ingår i Energimyndighetens utredningsuppdrag samt vilka metoder som använts.

2.1 Bakgrund till uppdraget

I propositionen *Förnybar el med gröna certifikat*¹ gjorde den dåvarande regeringen bedömningen att den långsiktiga utvecklingen av elcertifikatsystemet bör följas upp och utvärderas vid återkommande översyner, som bör ske vart femte år med start vid en kontrollstation 2012. Ett sådant intervall bedömdes vara en rimlig avvägning mellan kraven på förutsägbarhet, uppföljning och kontroll. I propositionen angavs också att förutsättningarna för att ytterligare öka den förnybara elproduktionen efter 2016 skulle övervägas i samband med kontrollstationen 2012. Samtliga större ändringar i elcertifikatsystemet planerades alltså till de återkommande kontrollstationerna. Små förändringar ansågs dock kunna genomföras löpande allt eftersom behov uppstår. Regeringen har de senaste åren tagit initiativ till flera sådana mindre ändringar. Det gäller kvotpliktens utformning² samt tilldelningsprinciper och förhandsbesked³.

Regeringen framförde redan hösten 2006 att elcertifikatsystemet kontinuerligt bör följas upp och förbättras. I propositionen *En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi*⁴ presenterade regeringen förslag på en rad nya energipolitiska mål till år 2020, bl.a. föreslogs att andelen förnybar energi år 2020 bör vara minst 50 % av den totala energianvändningen. Regeringen presenterade även hur målen för förnybar energi ska nås. En central del är att främja utbyggnaden av förnybar elproduktion. Bedömningen är bl.a. att ett nytt mål för ökningen av den förnybara elproduktionen bör sättas upp i nivå med 25 TWh till år 2020 jämfört med läget år 2002. Den långsiktiga inriktningen för perioden efter år 2020 är en fortsatt successiv ökning av den förnybara elproduktionen. Regeringen aviserade i propositionen att Energimyndigheten skulle ges i uppdrag att i samråd med berörda myndigheter analysera och utforma hur ambitionsökningen ska genomföras. Regeringen angav att det i uppdraget även skulle ingå att bedöma de olika energislagens potentiella bidrag till måluppfyllelsen. Möjligheterna till en utvidgad marknad för elcertifikat till att omfatta fler länder skulle också övervägas. Denna del av uppdraget skulle ses i perspektivet av den analys som ska göras av de samarbetsmekanismer som direktivet om förnybar energi innehåller. I propositionen pekas särskilt möjligheten till gemensamma

¹ Proposition 2005/06:154

² Proposition 2008/09:9

³ Proposition 2008/02:92

⁴ Proposition 2008/09:163

projekt ut och havsbaserad vindkraft nämns som ett exempel på en verksamhet som bör studeras. Innebörden av detta är att den kontrollstation som tidigare aviserats till år 2012 sker i förtid.

Efter det att nu aktuellt uppdrag om nya kvoter i elcertifikatsystemet lämnades till Energimyndigheten i juli år 2009 har näringsminister Maud Olofsson och Norges olje- och energiminister Terje Riis-Johansen undertecknat en överenskommelse om principerna för ett fortsatt arbete för en gemensam elcertifikatmarknad i Sverige och Norge. Energimyndighetens del 3 i arbetet med elcertifikatsystemets översyn kommer behandla bl.a. en eventuell utveckling till ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge. I del 2 analyseras endast det nuvarande svenska systemet. I förekommande fall kan ett eventuellt norsk/svensk gemensamt system nämnas där Energimyndigheten anser att det är relevant för de bedömningar som görs.

Den 1 oktober 2009 redovisade Energimyndigheten deluppdrag 1 där förslag på justerade kvoter och nya kvoter i elcertifikatsystemet redovisades. Där föreslås hur regeringens uppsatta mål om 25 TWh ny förnybar el till år 2020 jämfört med år 2002 kan nås. I denna rapport bedömer Energimyndigheten konsekvenserna för elkunderna av denna ambitionshöjning.

2.2 Uppdraget

Denna rapport avser del av deluppdrag 2, Konsekvenser av en ökad ambitionsnivå. Det som inte ingår nu är alternativ till tak- och golvpris samt övervägandet att eventuellt fördela kostnaden på ett större antal elkunder. Dessa delar ingår i redovisningen till den 15 maj 2010. Deluppdraget med redovisning till 4 januari 2010 är formulerat på följande sätt:

"Energimyndigheten ska analysera vilka effekter en ambitionshöjning i elcertifikatsystemet kan komma att få för de elkunder som omfattas av elcertifikatsystemet fram till år 2020 och därefter. De olika kraftslagets potentialer och marginalkostnader ska särskilt redovisas och utgör grunden för denna analys. Utbyggnaden av förnybar elproduktion är inte bara beroende av ekonomiska ramar som elcertifikatsystemet utgör. Bland annat kan utbyggnaden begränsas av svårigheter att få tillstånd och otillräckligt utbyggnad av infrastruktur såsom el- och fjärrvärmenät. I det fall investeringar av dessa skäl försenas eller uteblir, finns risken att priset på elcertifikat kraftigt ökar, vilket i sin tur leder till ökade kostnader för elkunderna. För att skydda konsumenterna från höga elcertifikatkostnader bör införandet av ett fast tak för kvotpliktavgiften övervägas. Ett sådant tak fanns under elcertifikatsystemets första år men avskaffades då det visade sig haft en prisstyrande effekt på elcertifikatpriset (prop. 2005/06:154). När elcertifikatsystemet infördes fanns ett särskilt tidsbegränsat skydd för certifikatberättigade elproducenter. De hade möjlighet att lösa in de elcertifikat som de tilldelats under det föregående kalenderåret till ett fast pris. Energimyndigheten bör överväga om det finns skäl att på nytt införa ett sätt att garantera investerare intäkter i det fall elcertifikatpriset kraftigt skulle

sjunka. Energimyndigheten ska överväga lämpligheten av tak för kvotpliktavgiften respektive skydd för låga elcertifikatpriser och om så bedöms lämpligt föreslå lämplig konstruktion och nivå. En viktig utgångspunkt för utformningen är att det inte ska ha en styrande effekt på prisbildningen på elcertifikatmarknaden. Denna del av uppdraget ska redovisas senast den 4 januari 2010."

Uppdraget har genomförts i samråd med Konjunkturinstitutet. Konjunkturinstitutet har genomfört beräkningar med sin allmänna jämviktsmodell EMEC⁵ för att beskriva påverkan på konsumenten, vilket återfinns i avsnitt 6.4.5. Konjunkturinstitutet har valt att lämna en särskild samrådsskrivelse där de reserverar sig mot ställningstagandet gällande lämpligheten av ett fast pristak för elcertifikatavgiften. Skrivelsen framgår av bifogad Bilaga.

2.3 Metod

Elkundens kostnad beror på storleken på den kostnad som den kvotpliktiga aktören har för att uppfylla den lagstadgade kvotplikten. Denna kostnad beror både på den lagstadgade kvotnivån och på priset för elcertifikaten. I rapporten har olika kostnader beräknats både utifrån enbart en höjd kvotnivå givet dagens pris på elcertifikat och med en kombination av en höjd kvotnivå och olika priser på elcertifikaten.

Kvotnivån varierar över tiden. För att spegla inte bara ett år utan hela perioden har genomsnittliga kostnader beräknats. Både för hela perioden som systemet ska gälla men också för perioden 2013-2020. I analysen jämförs sedan en beräknad kostnad för den höjda ambitionsnivån på i nivå med 25 TWh med den tidigare ambitionen 17 TWh. Beräknade genomsnittliga kostnader för den nya nivån på i nivå med 25 TWh relateras också till dagens beräknade kostnad.

I rapporten ingår också en separat beskrivning/bedömning av vad som har påverkat och kan väntas påverka framtida elcertifikatpriser. Vi gör dock inte någon prognos över förväntade elcertifikatpriser. För att illustrera att elcertifikatpriserna kan variera så har olika prisintervall antagits i beräkningarna.

För att beskriva möjliga potentialer och marginalkostnader för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat) som ska genereras genom elcertifikatsystemet har ett flertal beräkningar med modellen MARKAL-NORDIC gjorts. MARKAL-NORDIC är en teknisk/ekonomisk optimeringsmodell som omfattar främst det svenska energisystemet men även övriga nordiska länder (dock något mer översiktligt beskrivna)⁶. Jämförelser har gjorts mellan den förra ambitionsnivån på 17 TWh till år 2016 och den nya ambitionsnivån "i nivå med" 25 TWh till år 2020. Vi har också låtit beräkna en rad olika känslighetsfall för den högre ambitionsnivån. Syftet är att förstå hur

⁵ Environmental Medium term EConomic model

⁶ Se underlagsrapporten "Analys av en förhöjd ambitionsnivå inom elcertifikatsystemet etapp II" utförd av PROFU AB i Göteborg.

olika omvärldsförutsättningar påverkar elcertifikatsystemet. Modellen kan exempelvis visa om systemet blir extra ansträngt under vissa förutsättningar. Exempel på parametrar som känslighetsberäknats är olika utsläppsriktpriser, olika kalkylränta, olika antaganden för elanvändningen, olika antaganden för kapaciteten i utlandskablar och olika antaganden för hur mycket förnybar elproduktion som byggs i andra länder.

Konjunkturinstitutet har med hjälp av EMEC -modellen, som är en allmän jämviktsmodell som omfattar hela den svenska ekonomin, analyserat effekter för elkunden och då främst de fördelningsmässiga effekterna. Ett antal olika nivåer på elpris inklusive elcertifikatkostnad har lagts in i modellen.

En extern konsult har på uppdrag av Energimyndigheten analyserat fördelar och nackdelar med att använda fasta kvotpliktsavgifter och golvpris. I uppdraget har också ingått att se hur andra länder har utformat liknande system, liksom en beskrivning av möjligheten för den kvotpliktige aktören att kunna låna elcertifikat mellan annulleringsperioderna.

Med utgångspunkt i MARKAL-NORDIC modellens beräkningsresultat har situationer som kan anstränga elcertifikatsystemet kunna identifierats. Risken för höga och låga priser har därmed kunnat diskuteras och också behovet av åtgärder som reducerar elkundens kostnad eller ger stabila villkor för investeraren. Främst har en fast kvotpliktsavgift och ett golvpris övervägts i denna rapport.

För att elcertifikatsystemet ska fungera är det viktigt att infrastrukturen fungerar. En beskrivning ingår av tillståndshanteringen för främst vindkraft samt situationen när det gäller nätkapaciteten och eventuella behov av förstärkningar till följd av utbyggnad av ny förnybar elproduktion.

I arbetets startskede genomfördes en hearing. Inbjudan gjordes på Energimyndighetens webbplats och trettio organisationer/aktörer deltog.

2.4 Avgränsning

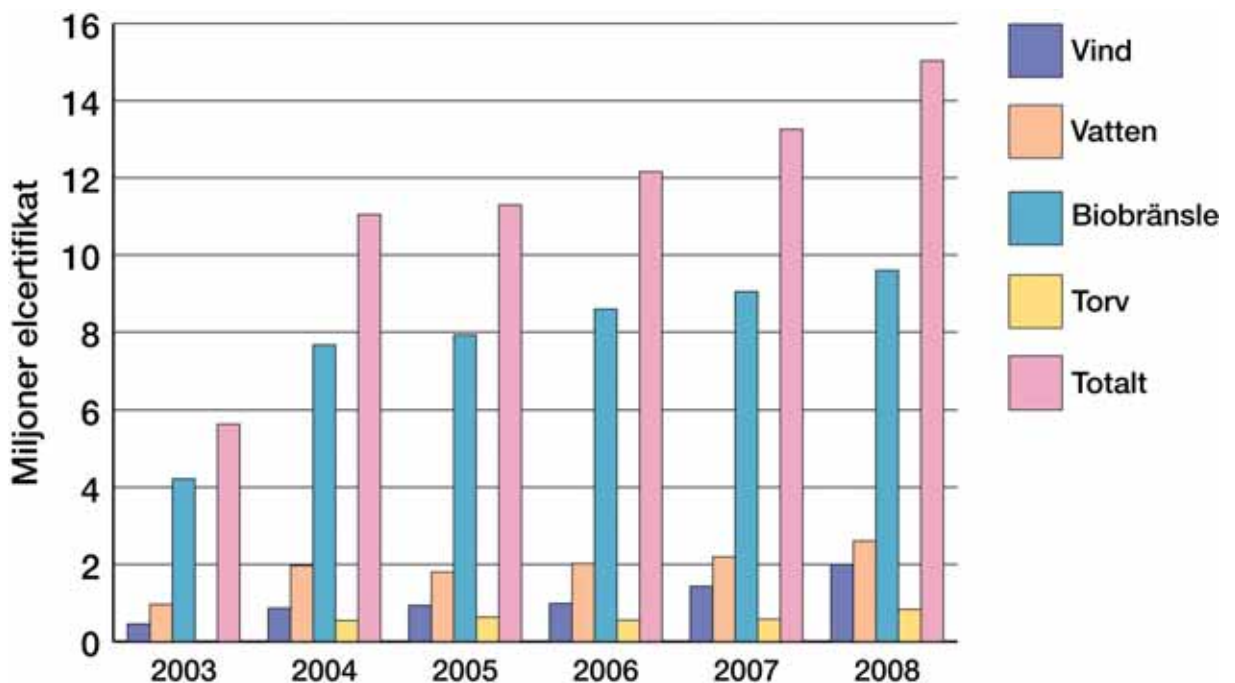
I uppdraget ingår inte att utvärdera elcertifikatsystemet. Energimyndigheten har inte analyserat hur övergången till anmälningssområden (prisområden) påverkar investeringar som styrs in genom elcertifikatsystemet och om de föreslagna anmälningssområdena har någon påverkan på exempelvis elcertifikatpriserna. Energimyndigheten har inte kvantifierat hur stor den långsiktiga elprisdämpande effekten av en utbyggnad av elcertifikatberättigad produktion i Sverige är. För att göra det krävs en omfattande analys som täcker den nordeuropeiska elmarknaden. Det har inte varit möjligt att göra en sådan inom ramen för detta uppdrag.

3 Elcertifikatsystemet – bakgrund och nya framtida ramar

3.1 Bakgrund elcertifikatsystemet

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat styrmedel för förnybar elproduktion som infördes i Sverige 1 maj 2003. Syftet med systemet är att kostnadseffektivt och teknikneutralt öka den förnybara elproduktionen i Sverige utan stöd från statskassan. Producenter av förnybar el får med detta system ett extra stöd, utöver ersättningen för den el som de producerar, genom att sälja sina tilldelade elcertifikat till kvotpliktiga företag. Priset på elcertifikaten, och därmed stödet till förnybar el, varierar precis som på andra marknader med utbudet och efterfrågan.

Systemet har hittills gett en ökad produktion på cirka 8,5 TWh. I figuren nedan visas antalet elcertifikat som utfärdats från år 2003 fram till idag. Ett elcertifikat motsvarar 1 MWh elcertifikatberättigad elproduktion.



Figur 1 Miljoner elcertifikat som utfärdats i elcertifikatsystemet.

Utbudet skapas genom att elproducenter månadsvis tilldelas 1 elcertifikat för varje MWh producerad förnybar el. Utbudet beror alltså till stor del på utbyggnaden av den förnybara elproduktionskapaciteten men kortsiktigt även på till exempel väderlek och ekonomiska faktorer. En alltför långsam utbyggnad ger ett underskott av elcertifikat vilket ger ett högre pris och därmed ett större incitament för nya investeringar. Efterfrågan av elcertifikaten skapas genom att kvotpliktiga, mestadels elleverantörer, den 1 april varje år måste inneha en viss mängd

elcertifikat som motsvarar en årligen bestämd andel av den el som de fakturerat till slutkunder (kvotplikt). Den nya kvoten är fastställd så att efterfrågan av elcertifikat ska öka fram till och med år 2020 då den årliga förnybara elproduktionen ska ha ökat med 25 TWh jämfört med år 2002. Om en kvotpliktig aktör inte har tillräckligt många elcertifikat vid annullering den 1 april får denne betala en kvotpliktsavgift som är 1,5 gånger medelpriset på elcertifikat under det senaste året.

Elcertifikat tilldelas anläggningar i maximalt 15 år. Förutsättningen för tilldelning är att anläggningen producerar förnybar el enligt definitionen i lagen om elcertifikat. Befintliga storskaliga vattenkraftverk tilldelas inte elcertifikat, bara om det handlar om effekthöjningar. I dagsläget går cirka 70 % av elcertifikaten till kraftvärme- och industriella mottrycksanläggningar medan resterande går till vindkraft och vattenkraft (småskaliga, nya och återupptagna anläggningar samt produktionsökningar). Ett elcertifikat har obegränsad livslängd och kan säljas när som helst och till vem som helst som har ett konto i Svenska Kraftnäts kontoföringssystem Cesar. Ett elcertifikat kan också säljas vidare ett obegränsat antal gånger och är inte förbrukat förrän en kvotpliktig annullerar det för att uppfylla sin kvotplikt 1 april.

Ungefär 50 % av elcertifikaten säljs via mäklare. Resterande andel elcertifikat säljs dels genom bilaterala avtal, direkt mellan producent och kvotpliktig och dels inom företaget om denna både är producent och kvotpliktig.

Inom elcertifikatsystemet fanns det cirka 2 400 anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat hösten 2009. De ägs av cirka 1 300 elproducenter av mycket varierande storlek och branschtillhörighet. Ett stort antal ägare tilldelas en mycket liten andel av totalt antal utfärdade elcertifikat och kan till exempel vara en privatperson, ett jordbruk eller ett mindre företag som äger ett litet vindkraftverk eller vattenkraftverk. Det är vanligt att de säljer sina elcertifikat genom något ombud, till exempel en elleverantör. Till de större elproducenterna hör de kommunägda och internationella energibolagen som äger de flesta kraftvärmeverken, men också andra anläggningar av varierande storlek och energislag. Merparten av de industriella mottrycksanläggningarna ägs inte av traditionella energibolag utan av skogsindustrin. Även dessa företag kan äga andra typer av anläggningar. Det finns också några företag som specialiserat sig på att bara bygga och förvalta vindkraftverk vilket av olika skäl saknar motsvarighet hos de övriga energislagen.

Efterfrågan på elcertifikat, i volym, kommer som nämnts ovan mestadels från de 200 elleverantörerna. Merparten av de totalt cirka 800 kvotpliktiga är således inte elleverantörer. Drygt hälften av antalet kvotpliktiga är elintensiva industrier. De är med i elcertifikatsystemet för att kunna göra avdrag för den el som används i den industriella tillverkningen. Denna el omfattas inte av kvotplikten enligt lagen om elcertifikat. Den resterande kvotpliktiga elanvändningen som företaget måste köpa in elcertifikat för utgör en liten men ändå betydande del av den totala

efterfrågan på elcertifikat. En annan kategori av kvotpliktiga är de cirka 200 aktörer som använder el som inte köps från en elleverantör, och därmed inte betalats elcertifikatavgift för. Till denna kategori hör de som importerar el, köper el direkt från Nordpool eller som producerar el för egen användning. De är till antalet ungefär lika många som elleverantörerna men efterfrågar likt de elintensiva industrierna endast en liten del av det totala antalet elcertifikat. Detta gör att de kvotpliktiga företagen liksom elproducenterna är av mycket varierande storlek och branschtillhörighet. Det är vanligt att de kvotpliktiga aktörer som efterfrågar mindre volymer av elcertifikat handlar genom större ombud.

Energimyndigheten är tillsynsmyndighet för elcertifikatsystemet och står för merparten av systemets förvaltning och utveckling. Svenska Kraftnät är kontoföringsmyndighet. Båda myndigheterna informerar om marknadsstatistik men styr i övrigt inte över själva elcertifikatmarknaden.

3.2 Aktörers syn på elcertifikatsystemet

Sweco har på Energimyndighetens uppdrag intervjuat ett antal aktörer på marknaden⁷. De åsikter som där framkom stämmer relativt väl överens med de synpunkter som framfördes på den hearing Energimyndigheten höll hösten 2009.

Aktörerna hyser ett stort förtroende för systemet, vilket är en förutsättning för att tillräckliga investeringar genomförs och för elcertifikatsystemets funktion.

Flera av aktörerna pekar på att prisbildningen är svåranalyserbar och att den styrs mer av psykologiska faktorer än av fundamentala faktorer. Man pekar gärna på skillnaden jämfört med elmarknaden där det anses vara relativt lätt att förstå varför priset ligger där det gör och vad som påverkar utvecklingen.

Kortsiktiga prisrörelser på elcertifikat anses av någon främst bero på tillfälliga köp- och säljbehov hos aktörerna. Om en producent av någon anledning behöver sälja ovanligt stora volymer går priset ner och vice versa om kunder behöver köpa mer än vanligt. Att tillfälliga köp- respektive säljbehov får så tydlig inverkan på priserna beror i grunden på att det är en ganska tunn marknad (få säljare och köpare ute samtidigt). En annan aktör ansåg att prisrörelserna följer fundamentala och mera långsiktiga förändringar i balansen mellan tillgång och efterfrågan, men att det sker med betydande eftersläpning.

När det gäller vilka fundamentala faktorer man ser till nämndes pågående och planerade projekt i förhållande till kvoterna, utvecklingen av elpriserna och då särskilt de längre terminerna på el, samt en bedömning av vad bankerna kräver för att vilja finansiera de nya projekt som krävs för att kvoterna ska klaras.

⁷ Statkraft, Arise Windpower, Skellefteå kraft, Svensk Vindenergi, Telge Kraft, Elverket i Vallentuna, Mälar Energi, Konsumenternas elrådgivningsbyrå, Tricorona.

En särskild svårighet som nämns är att det tar lång tid för utbudet att reagera på prissignaler. Blir ersättningen hög tar det upp till 4–5 år innan nya projekt är klara att leverera elcertifikat och om ersättningen blir låg tar det också tid innan det ger resultat. Flertalet av de intervjuade aktörerna är emot att tak- och golvpris införs.

Man kan också konstatera att det finns ett grundläggande förtroende hos aktörerna att politikerna kommer låta elcertifikatsystemet bestå, och hantera eventuella sjunkande priser. Riskerar detta att ske kommer man, enligt aktörerna, att öka ambitionsnivån och höja kvoterna. Däremot anser vissa att en gemensam elcertifikatmarknad med Norge innebär en risk för fallande elcertifikatpriser. Andra risker som nämns är att vissa aktörer bygger certifikatsberättigad produktion utan krav på kortsiktig lönsamheten eller att ombyggnad sker av projekt som inte längre är berättigade till elcertifikat och då tränger undan nya projekt.

3.3 Framtiden har delvis nya ramar

Nya krav på elproduktionssystemet

Vattenkraft och kärnkraft dominerar den svenska elproduktionen. Vattenkraften fungerar som reglerkraft och klarar därmed av variationer i elförbrukningen. Kärnkraften klarar variationer i elanvändningen så länge inte driften av de enskilda aggregaten påverkas av tekniska problem. Tekniska problem kan leda till krav på driftstopp för reaktorer. Kraftvärmeproduktion utgör baslast i elproduktionssystemet. Ett kraftvärmeverk i industrin producerar värme för industriella processer och kan drivas under hela året. Kraftverk i anslutning till fjärrvärmenäten ger kraft i systemet främst under vinterhalvåret då behovet av värme och el är som störst. Tillgängligheten till vind- och solkraft är lägre än för andra kraftslag. Detta innebär att det behövs mer reservkapacitet för att reglera ett elsystem med mycket vind- och solkraft.

I deluppdrag 1⁸ redovisade Energimyndigheten en potentiell fördelning av kraftslagen år 2020. Fördelningen visar att ökningen av elcertifikatproduktionen, mellan åren 2008–2020, till största delen utgörs av biobränslebaserad el och landbaserad vindkraft. Det är vindkraften som bedöms expandera kraftigast, från 2,0 TWh år 2008 till 12,5 TWh år 2020.

El producerad i biobränslebaserade kraftvärmeanläggningar bedöms öka från 4,5 TWh år 2008 till 10,2 TWh år 2020. Ökningen sker i kraftvärmeverk i fjärrvärmenäten som utgör en baskraft i systemet under vinterhalvåret då behovet av el är som störst.

Under år 2008 producerade vindkraften 2,0 TWh el vilket motsvarar 1,3 % av total elproduktion. Om vindkraftens produktion ökar till 12,5 TWh år 2020 så motsvarar det i modellresultatet 6,8 % av total elproduktion. En kraftig expansion

⁸ Energimyndighetens rapport ER 2009:29 Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet

av vindkraften påverkar sammansättningen av produktionsslagen på elmarknaden och även sammansättningen av elcertifikatmarknadens aktörer, se avsnittet nedan. Vindkraft är en produktionskälla som ställer nya krav på effektbalans i elnätet och tillgänglig reglerkraft. All ny elproduktion kräver även förstärkningar av elnät, mer om detta i kapitel 7.4.

Så påverkar ambitionshöjningen elkundens kostnad

Ambitionshöjningen kommer framför allt att påverka elkundens kostnad från och med år 2013 då kvoten höjs. Hur stor påverkan ambitionshöjningen slutligen kommer att ha på elkonsumentens kostnad över en tidsperiod eller under ett enskilt år beror av kvoten och av nivån på elcertifikatpriset. Nivån på elcertifikatpriset påverkas i sin tur av ett flertal faktorer såsom exempelvis marginalkostnaden för förnybar elproduktion och hur marknadens aktörer bedömer över- och underskott av elcertifikat på marknaden. Elcertifikatpriset påverkas även av nivån på elpriset, som i sin tur beror av en mängd faktorer. Betraktat på längre sikt kan det generellt antas att elcertifikatpriset går upp när elpriset går ner och vice versa. Det behövs mer stöd om elpriset sjunker givet att en viss produktionsvolym ska styras in.

En avvikelse från sambandet ovan skulle kunna vara om elanvändningen minskar och leder till lägre elpris. Då kan elcertifikatpriset kortsiktigt gå ner. En lägre kvotpliktig elanvändning minskar efterfrågan på elcertifikat och därmed fås en prisdämpande effekt på elcertifikaten. Konstruktionen av kvotplikten är gjord så att nivån på kvotplikten beror av hur mycket kvotpliktig el som används.

Många anläggningar fasas ut ur elcertifikatsystemet under 2012 och 2014. Detta innebär att den totala kostnaden för mängden elcertifikat sjunker kraftigt efter denna tidpunkt. Ambitionshöjningen kostar därigenom mindre än den skulle gjort om det inte funnits en gräns för hur många år en anläggning kan beviljas elcertifikat.

Marknadsaktörer i framtiden

Den sammansättning av aktörer på elcertifikatmarknaden som beskrivs i kapitel 3.1 kommer med stor sannolikhet att genomgå en omfattande förändring på producentsidan fram till år 2020. Ägare av biobränsleanläggningar fick år 2008 elcertifikat för i genomsnitt 100 GWh el. Spridningen mellan ägarna är stor, från ägare med några få elcertifikat per år till ägare med elproduktion i storleksordningen TWh. Då biobränsleanläggningarna tilldelas ungefär 70 % av alla elcertifikat har de en mycket stor påverkan på elcertifikatmarknaden och ett fåtal av dessa ägare är dessutom mycket stora aktörer⁹.

För en vindkraftsägare är medelproduktionen cirka 3 GWh el. En typisk ägare äger endast ett verk eller är delägare i ett verk. Några aktörer äger ett 10-tal verk, i en park eller enskilda verk i ett område, med produktion på 10–100 GWh per år.

⁹ Statistiken inkluderar inte någon hänsyn till att ett bolag kan äga produktionsanläggningar från olika energislag, inte heller att en koncern kan bestå av flera juridiska personer

En ägare till småskalig vattenkraft har en medelproduktion på cirka 3 GWh el men spridningen bland ägare här är något större bland annat på grund av en större variation i årsmedelproduktionen hos anläggningarna. Det finns aktörer som producerar el motsvarande endast något elcertifikat per år och de som producerar över en halv TWh.

Det mesta av dagens elcertifikatberättigade produktion i biobränsleanläggningar och småskaliga vattenkraftverk kommer att fasas ut vid utgången av år 2012 och år 2014. År 2020 kan tilldelningen av elcertifikat till vindkraft, enligt prognoser, stå för mer än 60 % av alla tilldelade elcertifikat. Konsekvensen blir därmed att marknaden går från att domineras av ett fåtal företag till att bestå av en mängd små aktörer.

Några större aktörer kommer fortfarande att finnas på marknaden då lagen om ny tilldelningsperiod och produktionsökningar återför vissa gamla produktionsanläggningar in i systemet. Ägare till befintliga vindkraftsparker kommer kunna utöka sina befintliga parker, bygga nya parker och/eller bygga större parker.

4 Vad har påverkat/påverkar elcertifikatpriserna

- Många faktorer påverkar prisbildningen på elcertifikatsmarknaden. Förändringar i utbud/efterfrågan och överskott/underskott kan sägas vara de mest drivande faktorerna.
- Prisbildningen på elcertifikat från april 2003 och fram till idag karaktäriseras av två större trender. Perioden efter 2004 med sjunkande priser och med ett ökat överskott av elcertifikat. Från 2006 fram tills 2008 steg priserna samtidigt som överskottet minskade.
- I nuläget ligger priset på cirka 350 kr per elcertifikat.

4.1 Generella faktorer som påverkar elcertifikatpriserna

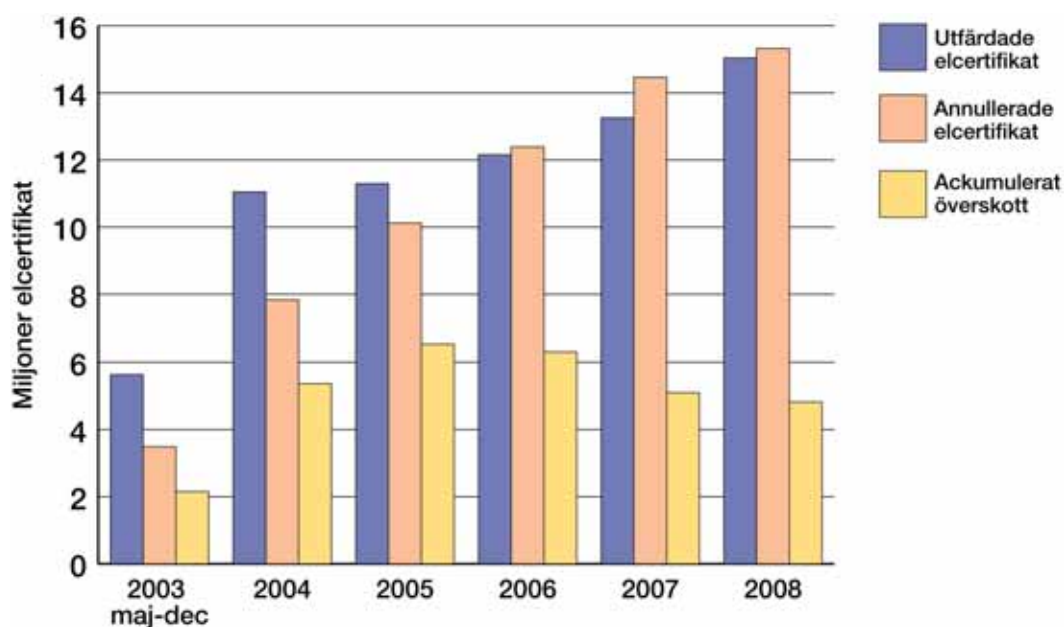
Elcertifikat kan handlas på marknaden i form av termin eller spotkontrakt. Terminsmarknaden sträcker sig fem år fram i tiden, där det mest likvida kontraktet är nästkommande års marskontrakt. Eftersom certifikaten inte har någon lagringskostnad och då kontrakten kan sparas är värderingen av terminskurvan endast beroende av räntan.

Priset på elcertifikat bestäms av *utbud och efterfrågan*. Utbudet av elcertifikat bestäms av antalet godkända anläggningar, deras elproduktion, andelen förnybart bränsle samt hur mycket elcertifikat säljarna väljer att spara. Efterfrågan sätts av andelen kvotpliktig elanvändning och drivs därmed av den lagstadgade kvoten som är satt för varje kalenderår, och den underliggande efterfrågan på el i Sverige. Prissättningen av elcertifikat bestäms således av förhållandet mellan den beslutade kvotplikten (vilken är på förhand given) och total elanvändning, och den förväntade produktionen av certifikatberättigad el. Eftersom den faktiska utbyggnaden av förnybar elproduktion har en ledtid på flera år är utbudet relativt okänsligt i relation till priset på kort sikt. Samtidigt är den lagstadgade kvoten given på förhand och efterfrågan förändras endast av ändrade nivåer av elanvändningen från år till år vilket får konsekvensen att efterfrågan också är relativt okänslig i förhållande till priset. På längre sikt kan dock sägas att konjunkturcykeln och dess påverkan på elanvändningen påverkar prisbildningen på marknaden, då efterfrågan på elcertifikat förändras. Exempelvis kan en ökad efterfrågan på el i en stark konjunktur leda till att användningen av el ökar. På kort sikt och givet att kvotplikten drivs av elanvändningen så ökar efterfrågan av elcertifikat vilket väntas öka priset på elcertifikat. Om effekten är mer bestående uppstår även en prisdämpande effekt när elpriset går upp, då behövs inte lika mycket stöd genom elcertifikatpriset och det dämpas därmed.

Priset på elcertifikat påverkas också av *marknadspriset på el*. Sett under en längre period bör det finnas ett negativt samband mellan elcertifikatspriserna och elpriserna. Ett högt elpris ökar intäkterna till alla producenter av el och således ökar också intäkterna för producenter av förnybar el, vilket minskar producenternas beroende av intäkterna från elcertifikatsystemet. Detta borde medföra en utbyggnad av förnybar el och således öka utbudet av elcertifikat och därmed ha en dämpande effekt på elcertifikatpriserna. På kort sikt kan dock avvikelser från detta samband finnas.

Marginalkostnaden för ny förnybar elproduktion bör utgöra grunden i kostnaden på utbudssidan. Den fundamentala prisanalysen av elcertifikatmarknaden utgår från marginalkostnaden för elcertifikat. Om producenten av certifikatberättigad el inte täcker sina kostnader för produktionen kommer teoretiskt sett produktionen (certifikatet) inte att skapas. Marginalkostnaden kan då sägas sätta ett golv för priserna.

Överskott och underskott på elcertifikat kan vara prisdrivande faktorer. Om det ett år produceras fler certifikat än som annulleras genom kvotplikten skapas ett överskott och detta kan ha en dämpande effekt på priserna. Likadant kan ett underskott pressa priserna uppåt. Sedan elcertifikatmarknaden infördes har det varit ett överskott på marknaden, även om överskottet de senaste tre åren blivit mindre och mindre.



Figur 2 Utfärdade elcertifikat, annullerade elcertifikat samt det ackumulerade överskottet under år 2003-2008

Källa: Svensk Kraftnäts kontoföringssystem, Cesar

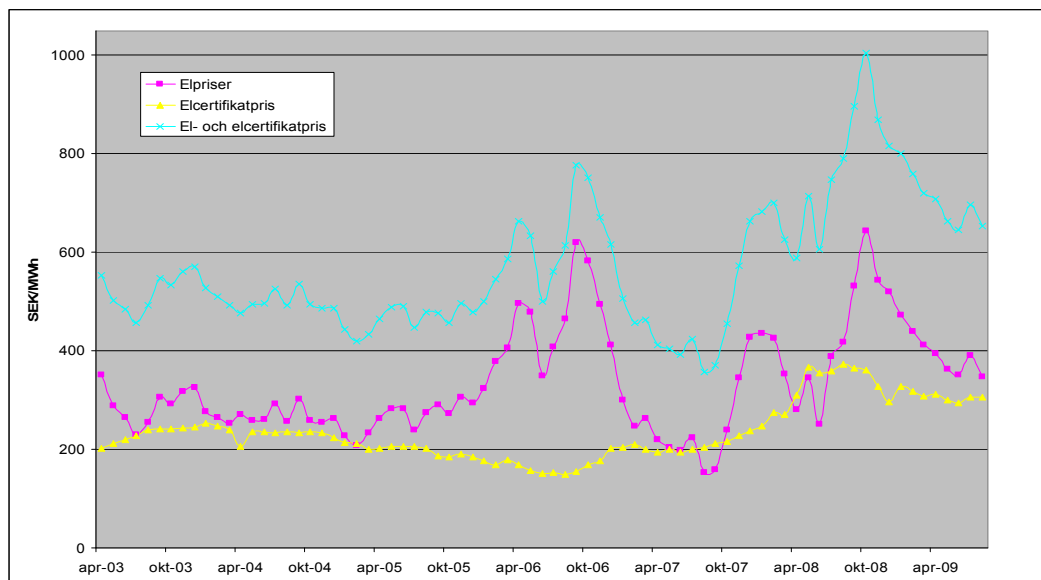
En faktor som kan anses påverka priserna på elcertifikatmarknaden är *kvotpliktsavgiften* som måste betalas av kvotpliktiga som inte uppfyllt sin kvot. Denna avgift är satt till 150 % av medelpriset på elcertifikat ett år tillbaka i tiden från annulleringen. Även om kvotpliktsavgiften inte kan anses vara ett tak för priserna kan aktörerna på marknaden rent teoretiskt räkna ut det potentiella maxpriset ju närmare man kommer annulleringsdatumet i slutet av första kvartalet. En annan reflektion är att priserna har en tendens att nå en plåtå under det första kvartalet varje år. Detta kan förklaras med att aktörer på marknaden för det första kan räkna ut vad kvotpliktsavgiften bör bli ju närmare man kommer annulleringsdatumet, men också att man inväntar informationen angående förändringen i överskottet. Den långsiktiga prissättningen bör inte påverkas av detta faktum.

Likviditeten på elcertifikatsmarknaden kan också påverka prisbildningen, åtminstone på kort sikt. Eftersom marknaden för elcertifikat än så länge endast har inbegripit de naturliga aktörerna på marknaden har den handlade volymen varit relativt låg i förhållande till antalet underliggande kontrakt. Detta medför att köparna och säljarna åtminstone kortsiktigt kan påverka prisbilden mer än om marknaden hade varit mer likvid. Detta kan medföra att risken för fluktuationer är högre än om man jämför med en relativt mer likvid marknad. Den långsiktiga prisnivån bör inte påverkas av detta.

Det faktum att aktörerna kan "*banka*" eller *spara elcertifikaten* kan också anses ha en konsekvens för prissättningen. Om priserna anses låga kan en producent välja att vänta med att sälja sina certifikat vilket kan ha en stabiliserande effekt på priserna. Samtidigt kan säljarna välja att sälja mer när de anser att priserna är höga, och då dämpa prisuppgången. På samma sätt kan också den kvotpliktiga aktören spara certifikat för att uppfylla kvotplikten ett framtida år.

Rent generellt påverkas prisbildningen på elcertifikatmarknaden också av de politiska beslut, och förväntningar om politiska beslut, som berör systemets sammansättning. Dessutom prissätts alla generella förväntningar om potentiell utbyggnad av förnybar elproduktion och förväntningar om överskott eller risken för brist på certifikat. Förväntningar i marknaden är svåra att kvantifiera, men generellt kan tilläggas att om informationen angående utbyggnad, efterfrågan och politiska beslut är öppen och transparent minskar risken för felprissättningar i marknaden.

4.2 Kommentar till utvecklingen hittills



Figur 3 Utveckling av elpris och elcertifikatpris under perioden 2003 till 2009, månadsmedelvärden.

Källa: Energimyndigheten, Nordpool

Elcertifikatsmarknaden etablerades 1 maj 2003 på ett pris runt 150 kronor. Under 2003 och 2004 existerade ett pristak på elcertifikatmarknaden (175 respektive 240 kronor). Dessa var troligtvis prissättande då de sågs av marknaden som den maximala nivå priset kunde uppnå. Efter att priset i mitten av 2004 nått pristaket sjönk priserna trendvis tills mitten av 2006. De tre första åren skapades ett överskott av elcertifikat vilket troligtvis kan förklara denna dämpande effekt på priserna. Produktionen av elcertifikat var då högre än det antalet certifikat som annullerades. Den volym förnybar el som producerades under dessa år var alltså högre än den kvotpliktiga efterfrågan.

År 2005 avskaffades i praktiken takpriset och förändringar i överskottet blev förmodligen den drivande faktorn. Överskottet fortsatte att öka under 2005 och priserna sjönk till 150 kronor. Under 2005 infördes också EUs handelssystem för utsläppsrätter vilket pressade elpriserna uppåt, vilket ökade ersättningen till producenterna av förnybar el även om elcertifikatspriset sjönk. Detta kan ha haft en dämpande effekt på priserna.

Från mitten av 2006 till sommaren 2008 ökade priserna markant. Denna prisstegring kan förklaras på flera sätt. För det första tog Riksdagen under våren 2006 beslut om nytt mål och förlängning av elcertifikatsystemet. Det talades också om risken för brist av elcertifikat i systemet. Dessutom började under 2006 överskottet att minska, vilket attraherade köpare. Fram tills mitten av 2008 var det

en väldigt stark uppåttrend i alla råvarumarknader vilket också skulle kunna förklara den allmänna uppgången. Efter sommaren 2008 slog finanskrisen till och priserna sjönk från toppnivåerna runt 400 kronor till 300 kronor. I finanskrisens spår minskade energianvändningen och dessutom skrevs konjunkturförväntningarna ner vilket bidrog till att sänka efterfrågan på elcertifikat.

5 Modellberäkningar

- Beräkningar med MARKAL-NORDIC modellen indikerar att i referensfallet ligger marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat) för perioden (cirka) 2015–2035 på en nivå mellan 100 och 150 kr/MWh jämfört med mellan 25–50 kr/MWh om ambitionsnivån 17 TWh hade fortsatt att gälla.
- Det är landbaserad vindkraft som ligger på marginalen under hela perioden. Den potential av landbaserad vindkraft som i modellberäkningarna antagits finnas tillgänglig (till olika prisklasser) är större än den mängd som utnyttjas för att nå 25 TWh.
- Känslighetsberäkningar som gjorts visar på relativt stora variationer av den modellberäknade marginalkostnaden för elcertifikaten. Majoriteten ligger inom intervallet 50–300 kr/MWh med tyngdvikt åt 100–300 för året 2025.
- Det bör noteras att den verkliga marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat) är högre än den modellberäknade. Modellen inkluderar inte den riskkostnad som beror av den osäkerhet som omgärdar de i modellen ingående antagandena.
- Ett fall som ger en hög marginalkostnad för elcertifikaten (cirka 400 kr per MWh) är när vindkraftens utbyggnad begränsas. Motivet för sådana begränsningar kan vara att tillståndprocessen inte antas möjliggöra större utbyggnadstakt och/eller att tillgången på entreprenörer eller vindturbinutrustning är starkt begränsad.
- Hög kalkylränta, lågt elbehov (och därmed lågt elpris) och begränsad överföringskapacitet till grannländerna (lågt elpris i Sverige) är andra beräkningsfall som medför högre marginalkostnader för elcertifikat.

5.1 Inledning

I uppdraget anges att de olika kraftslagets potentialer och marginalkostnader särskilt ska redovisas och utgöra grunden i analysen av vilka effekter en ambitionshöjning i elcertifikatsystemet kan komma att få för de elkunder som omfattas. Som underlag i denna analys har modellen MARKAL-NORDIC använts. I del 1 inkluderades beräkningar över vilken produktion som kan komma in inom ramen för den höjda ambitionsnivån i elcertifikatsystemet. Beräkningarna utökas nu och fler uppgifter redovisas. Bl.a. uppgifter om hur marginalkostnaden för den certifikatberättigad elproduktionen exklusive det förväntade elpriset påverkas. I rapporten förkortas det "marginalkostnaden för elcertifikat". En jämförelse görs också med modellberäkningar som illustrerar den förra

ambitionen på 17 TWh och modellberäkningar som speglar den nuvarande på ”i nivå” med 25 TWh.

Inom ramen för den utökade analysen har ett antal omvärldsförutsättningar varierats. Syftet har varit att se hur det påverkar bl.a. "marginalkostnaden för elcertifikat" för den förnybara elproduktionen men också för att analysera vid vilka situationer som elcertifikatsystemet kan bli ansträngt (ge höga priser) eller situationer där systemet förväntas ge låga priser. Det senare kommer utgöra en input till analysen där vi ska överväga att införa ett fast tak för kvotpliktsavgiften och ett golvpris, se kapitel 7.3.

Modellens resultat redovisas i sjuårsintervaller. Den analyserade perioden delas därmed upp enligt åren 2016, 2023, 2030 och 2037. Det är viktigt att poängtera att modellen är helt rationell och har full information om framtiden. Den verkliga marginalkostnaden för elcertifikatberättigad produktion ligger därför högre än vad modellen ger.

Noteras bör också att modellen inte speglar det elcertifikatpris som kan förväntas. Det slutliga elcertifikatpriset beror på fler faktorer än de som modellen hanterar såsom aktörernas bedömningen av över- och underskott av elcertifikat på marknaden. Resultaten ska därför främst användas som indikationer och främst analysera skillnader mellan olika alternativ.

5.2 Beskrivning av genomförda beräkningar

Här redovisas ett utdrag av de beräkningar som gjorts. En mer utförlig beskrivning återfinns i underlagsrapporten ”Analys av en förhöjd ambitionsnivå inom elcertifikatsystemet – Etapp II” Profu december 2009. Där redovisas också de indata som använts. I stora drag har samma grundantaganden gjorts som till Energimyndighetens senaste långsiktsprognoz.

Inledningsvis redovisas beräkningar som jämför den nya ambitionsnivån på 25 TWh förnybar elproduktion till år 2020 med dagens ambition på 17 TWh till år 2016. Beräkningarna visar effekten på bl.a. elpriset, utbyggnaden av förnybart och övrig kraft, elhandel med våra nordeuropeiska grannar och marginalkostnaden för att producera elcertifikat.

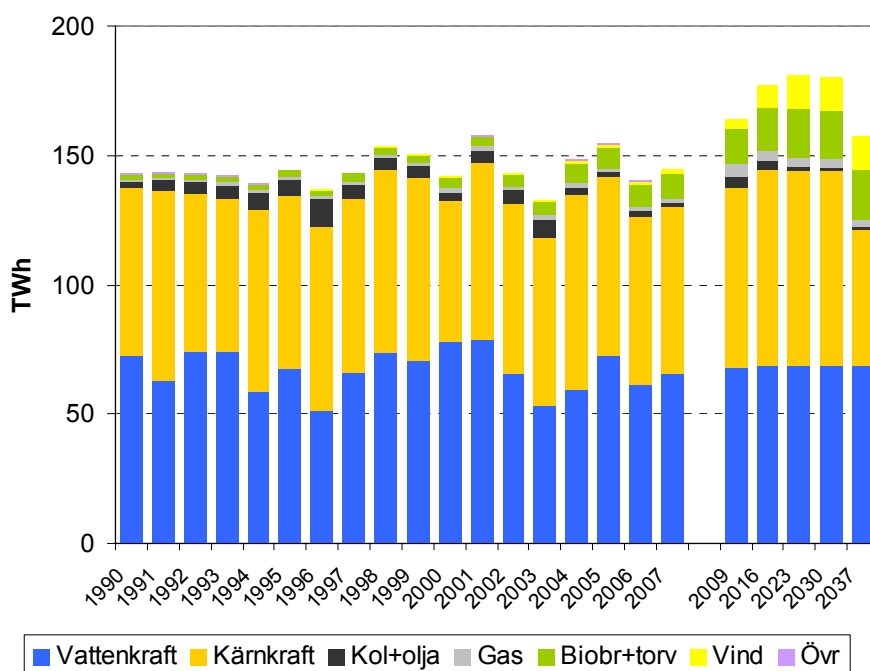
En omfattande uppsättningen av känslighetsberäkningar har gjorts utifrån fallet där ambitionen höjts till ”i nivå med 25 TWh”. Exempel på parametrar som varierats är:

- Fjärrvärmeunderlag.
- Utbyggnadstakt för kraftvärme.
- Potentialen för vindkraft.
- Utsläppsriktpriser.
- Överföringsförbindelser mellan länderna.
- Alternativa bränsleprisscenarier.
- Kärnkraften. Ett fall där den pågående effekthöjningen begränsas.
- Alternativa elbehov.
- Ett begränsat antal beräkningar med förändrade potentialer/kostnader för valda teknikslag.

5.3 25 TWh jämfört med 17 TWh

5.3.1 Bakgrund

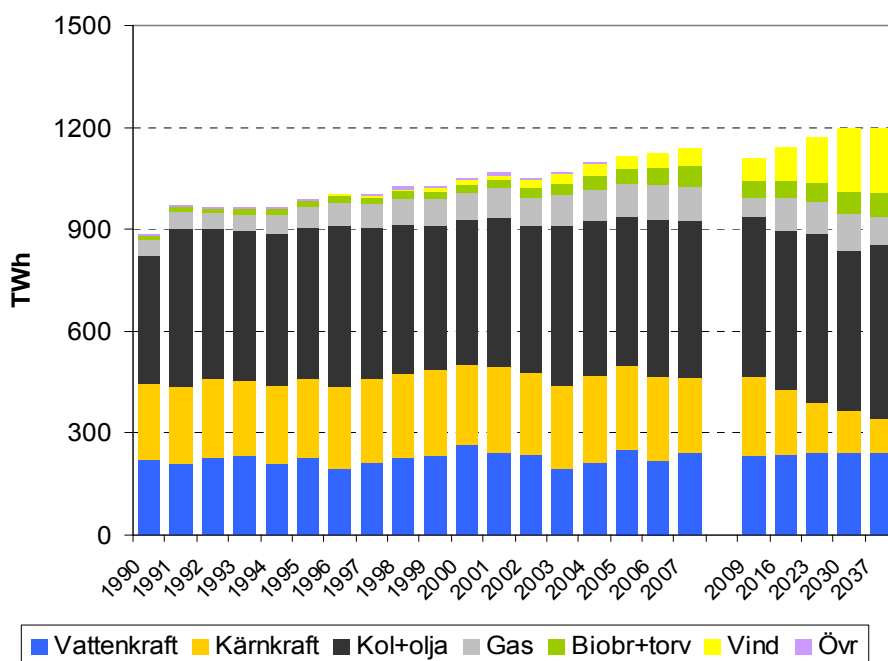
En viktig bakgrundsinformation är *utvecklingen av kraftproduktionen* för det i modellen inkluderade kraftsystemet. Den svenska kraftproduktionen förväntas öka markant dels genom elcertifikatsystemet och dels genom effekthöjningsprogrammen i de svenska kärnkraftverken, se Figur 4. I kombination med en stagnerande elanvändning leder detta till en relativt kraftig elexport från Sverige.



Figur 4 Den svenska elproduktionens utveckling i referensfallet

Källa: För 1990-2007, Eurostat

I figur 5 visas den totala kraftproduktionen från det system som omfattas av modellbeskrivningen, det nordiska systemet samt produktionen i Tyskland och Polen. Andelen förnybart ökar betydligt, inte bara till följd av det svenska elcertifikatsystemet utan även till följd av de existerande stödsystemen i Sveriges grannländer som delvis inkluderats i modellverket. En viktig förutsättning är den antagna kärnkraftavvecklingen i Tyskland där samtliga reaktorer förmodas vara ur drift kring år 2030. Den fossila andelen av kraftproduktionen i detta system är fortsatt hög och ligger kvar på dagens omkring 50 % även år 2025. I referensfallet där ett utsläppsrätspris på 30 EUR/t antagits blir avskiljning av koldioxid (CCS) i vissa kolkraftverk lönsamt från och med modellår 2023.

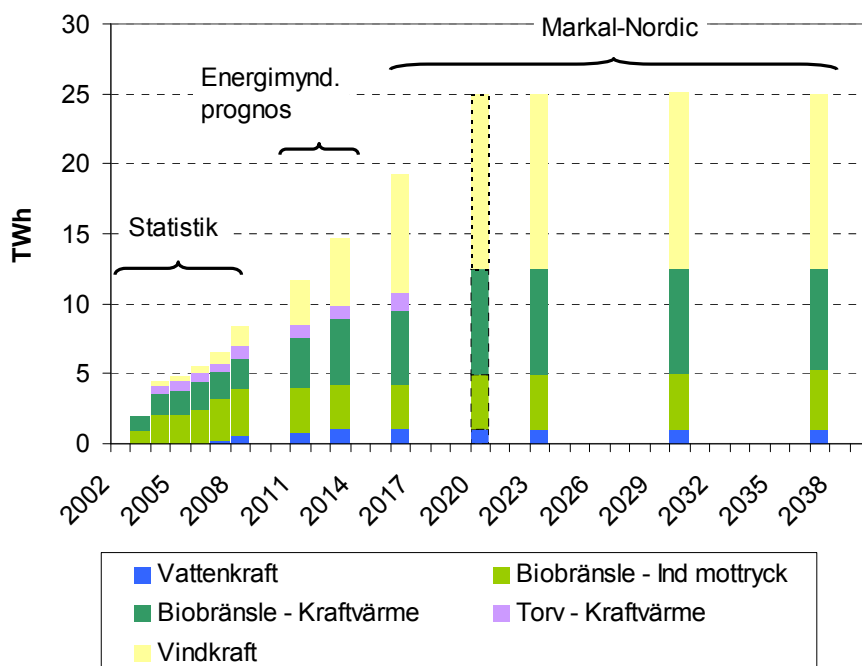


Figur 5 Den nordiska, tyska och polska elproduktionens utveckling i referensfallet

Källa: Data för åren 1990-2007 är EUROSTAT. År 1990 ingick inte f d Östtyskland i statistiken.

Vilken produktion kommer in genom elcertifikatsystemet

I referensfallet (och i nästan samtliga känslighetsanalysfall som redovisas längre fram) är det en mix av vindkraft samt kraftvärme och industriellt mottryck baserat på biobränsle och torv som ”fyller upp” elcertifikatsystemet. Ett mycket litet bidrag kommer också från vattenkraft. Från år 2008 till och med år 2020 står vindkraften för en klart större del av den beräknade utbyggnaden, ca två tredjedelar. Av figuren framgår att industriellt mottryck inte förväntas ge mer än marginella tillskott (eftersom den tekniken redan har bidragit kraftigt och den kvarvarande potentialen är liten). Slutsatsen av modellberäkningen är att mycket av förverkligandet av den återstående utbyggnaden inom ramen för elcertifikatsystemet är kopplat till vindkraft. För att systemet skall fungera väl och för att elcertifikatpriserna inte skall bli mycket höga så krävs det att det ges förutsättningar för en snabb expansion av vindkraft, storleksordningen en TWh per år från och med nu (ungefär en 2 MW turbin varannan dag).



Figur 6 Elcertifikatproduktionens utveckling per kraftslag i referensfallet

Källa: För 2002-2008: Energimyndigheten, Svensk Energi samt egna bedömningar). År 2020 beräknas inte specifikt i modellen utan det är istället modellår 2023 som antas representera 2020.

För att illustrera omfattningen av den kommande elproduktionsutbyggnaden översätts MARKAL:s beräknade elproduktionsökning från idag till år 2020 (modellåret 2023) till det antal typiska elproduktionsanläggningar som det motsvarar:

- 2 000 nya vindkraftverk med effekten 2 MW och utnyttningstiden 2 600 timmar per år.¹⁰ Många av dessa kommer att byggas i form av vindkraftparker bestående av flera vindkraftverk, så antalet vindkraftprojekt som skall beslutas och få tillstånd är avsevärt mindre. Idag finns ca 1 100 vindkraftverk med medelstorleken 0,9 MW och en genomsnittlig utnyttningstid på 2 000 timmar (Energimyndigheten 2009, "Vindkraftsstatistik 2008").
- 20–40 nya biobränslekraftvärmeverk¹¹ där vi antar att upp till 2 stora anläggningar på 130 MW el byggs samt dessutom en mix av kraftvärmeverk på hälften 20 MW anläggningar och hälften 40 MW anläggningar. Dessutom antar vi en viss ökad drifttid för redan existerande

¹⁰ Här avses ekvivalenta fullasttimmar.

¹¹ När det fortsättningsvis skrivs om biobränslekraftvärme så inkluderas torvkraftvärme i det begreppet. Orsaken är att antagandet att de båda bränslena kan eldas i samma anläggningar och att resultaten därför avser båda bränslealternativen.

kraftvärmeverk. Idag finns ca 70 biobränslekraftvärmeverk (Svebio, ”Biokraft 2009”).

- 50 nya småskaliga vattenkraftverk med en genomsnittlig effekt på 1,5 MW samt ca 60 MW i form av effekthöjning i storskaliga vattenkraftverk. Idag finns drygt 1 000 småskaliga vattenkraftverk inom elcertifikatsystemet (Energimyndigheten, ”Elcertifikatsystemet 2009”).
- 4 nya industriella mottrycksanläggningar med en genomsnittlig storlek på 20 MW. Alternativt kan detta ske genom effekthöjningar i redan existerande mottrycksanläggningar. Idag finns ca 40 mottrycksanläggningar eldade med biobränslen. Tillsammans har de en installerad effekt på omkring 1 200 MW (Svebio, ”Biokraft 2009”).

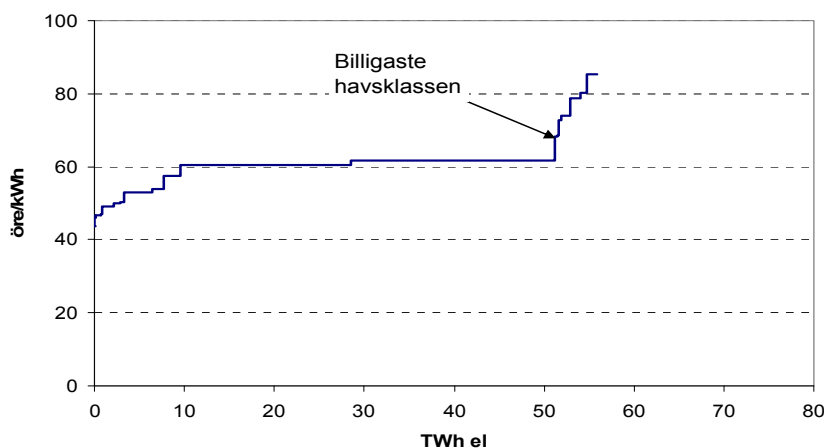
Underliggande potentialer för olika produktionslag

Här redovisas de potentialer som ligger till grund för beräkningar som är gjorda i modellen MARKAL-NORDIC och för denna utredning. För vindkraft och vattenkraft är det relativt enkelt att ange en potential då de ”endast” producerar el medan det för biokraftvärme¹² är mer komplicerat vilket beskrivs nedan.

För vattenkraft är det alltså tämligen enkelt att ange den potential som antas i modellen. Här antas att en rimlig potential för effekthöjningar i storskalig vattenkraft är 0,25 TWh med en total produktionskostnad på knappt 30 öre/kWh och 0,25 TWh för ny småskalig vattenkraft med en produktionskostnad på nästan 40 öre/kWh. Potentialen är den utöver det som redan finns år 2008 och är så pass lönsam att de utnyttjas i samtliga beräkningsfall.

I modellen finns landbaserad vindkraft i 12 olika klasser och i 9 klasser för havsbaserad som tillsammans ger utbudskurvan i Figur 7 nedan. Potentialen för landbaserade vindkraft med en produktionskostnad på omkring 60 öre/kWh är mycket stor. Detta är orsaken till att landbaserad vindkraft bestämmer ”marginalkostnaden för elcertifikaten” i de flesta beräkningsfallen och att havsbaserad vindkraft inte kommer att bidra till att uppfylla målet i elcertifikatsystemet.

¹² I begreppet biobränsle innefattas här även torv. Med kraftvärme avses här i huvudsak kraftvärme i fjärrvärmesystemen även om kraftvärme inom industrin berörs kortfattat i slutet.



Figur 7 Produktionskostnad och -potentialer för vindkraft i MARKAL-NORDIC

Källa: Vindkraft i *framtiden*, Elforsk 2008

Det är flera orsaker till varför det är mer komplicerat att redovisa potential och produktionskostnad för biokraftvärme. För det första producerar kraftvärme två nyttigheter, el och värme vilket innebär att elproduktionskostnaden påverkas av det som kraftvärmen konkurrerar med ”på värmesidan”, dvs. hur mycket värmen är värd. Marginalkostnaden för kraftvärmeverket uppgår, enkelt uttryckt, till summan av alla fasta och rörliga kostnader för kraftvärmeverket minus den intäkt som värmeleveransen leder till. För det andra är den biobränslekraftvärme som man vill fastställa potential och marginalkostnad för inte ett enda ”Sverige-fjärrvärmesystem”, utan i verkligheten ett stort antal fjärrvärmesystem med helt olika fjärrvärmeproduktionsmix. För vart och ett av dessa system blir det därmed olika värde av kraftvärmeverkets värmeproduktion och därmed olika resulterande marginalkostnader. För att vara korrekt krävs det egentligen en kurva för vart och ett av dessa fjärrvärmesystem. Svårigheten att fastställa marginalkostnaden förstärks ytterligare av att biobränslepriset kan antas ha en koppling till efterfrågan, ju mer biobränslekraftvärme som byggs, desto mer biobränsle efterfrågas och desto dyrare blir de biobränslesortiment som på marginalen tas i anspråk.

För potentialen görs några inledande och grova principiella uppskattningar. Om vi hypotetiskt antar att all svensk fjärrvärme skulle produceras med biobränslekraftvärme så kan elproduktionen år 2020 bli av storleksordningen 22 TWh¹³. En stor del av fjärrvärmens värmeproduktion sker med t.ex. avfallsförbränning och industriell spillvärme som har mycket låga kostnader och som ”går före” biobränslekraftvärmen. Tillsammans kan avfallsförbränning och industriell spillvärme uppgå till cirka 20 TWh år 2020. Dessutom finns behov av viss topplastproduktion, där kraftvärme har mycket svårt att konkurrera och som mycket grovt antas uppgå till 5 TWh/år¹⁴. Givet dessa antaganden så skulle en

¹³ Cirka 55 TWh/år fjärrvärmeproduktion och kraftvärmens elutbyte (α -värde) är 0,4.

¹⁴ 5 TWh topplastproduktion består i huvudsak av hetvattenpannor eldade med t.ex. flis, tallbeckolja, pellets, naturgas, olja och el.

övre praktisk potential för elproduktionen från biobränslekraftvärme kunna uppgå till 12 TWh¹⁵. Om man antar större utbyggnad av fjärrvärme och högre α -värde (elutbyte) för kraftvärmerna så kan potentialen bli något större.

Med hjälp av modellberäkningar kan en översiktlig potential och marginalkostnad för biobränslekraftvärme tas fram där hänsyn tas till de svårigheter som redovisas ovan. ”Potentialtrappan” har tagits fram genom att stegvis öka efterfrågan på förnybar elkraft och då ur modellresultaten avläsa elpris respektive marginalkostnad för att öka andelen förnybart. Summan av dessa två parametrar utgör intäkten för förnybar kraft i allmänhet och biobränslekraftvärme i synnerhet. Ju större efterfrågan på förnybar kraft desto större marginalkostnad för den förnybara kraften och därmed också större intäkter för biobränslekraft. Det sistnämnda gör att biobränslekraften ökar sin produktion med ökande intäkter. Detta kan sägas motsvara den ekonomiskt lönsamma potentialen givet olika intäktsnivåer på elsidan¹⁶. Utbudskurvan redovisas i Figur 8 nedan.

Analysen startar vid det systempris på el som beräknats för år 2020. Eftersom elpriset i ett referensfall typiskt ligger kring 450-500 SEK/MWh så blir det alltså ”spontant” lönsamt med biobränslekraftvärme som tillsammans producerar 4-6 TWh el utöver det som var i bruk vid utgången av 2002 (drygt 2 TWh av dessa 4-6 TWh byggdes ut mellan 2002 och 2008 och räknas därför som befintliga). När man går åt höger i figuren visas hur stor den lönsamma elproduktionen från biobränslekraftvärme blir vid olika antagna intäktsnivåer (= summan av elpris samt marginalkostnad för att öka förnybar kraftproduktion).

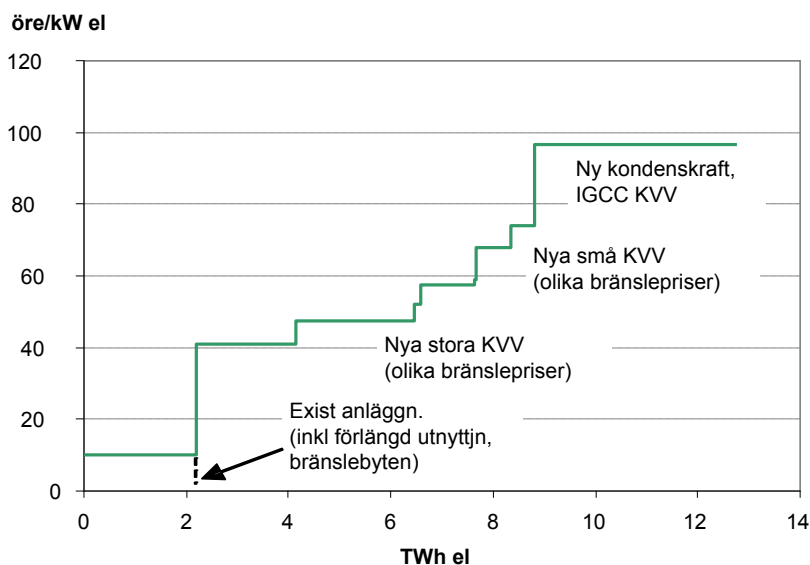
Som ett resultat av att utbudskurvan tagits fram ur ett antal modellberäkningar där efterfrågan på förnybar kraft varierats är det också viktigt att inse att vissa viktiga förhållandena skiljer sig mellan de olika trappstegen. Detta kan till exempel omfatta olika jämviktspriser på skogsflis eller olika värden på den producerade fjärrvärmerna. Det är ändå rimligt att anta att detta mer liknar ett verkligt utfall än att förutsätta att sådana parametrar är helt oberoende av utbyggnaden av biobränslekraft. De olika ”trappstegen” i figuren karaktäriseras med andra ord av olika kombinationer av bränslekostnader, olika storlek på verken samt olika teknisklag¹⁷.

I beräkningarna har användning av kol inom fjärrvärmesystemen begränsats på grund av till exempel miljötillstånd. Om denna begränsning tas bort är det rimligt att anta att kolkraftvärme skulle ta en större andel av fjärrvärmeunderlaget vilket skulle minska potentialen för biobränslekraftvärme vid låga intäktsnivåer.

¹⁵ $0,4 \cdot (55 - 20 - 5) = 12$

¹⁶ Intäkterna på fjärrvärmesidan hanteras också av modellen men redovisas inte här.

¹⁷ kraftvärme, kondens, förgasning



Figur 8 En modellberäknad utbudskurva för biokraftvärme i MARKAL-NORDIC

Källa: MARKAL-NORDIC, Profu

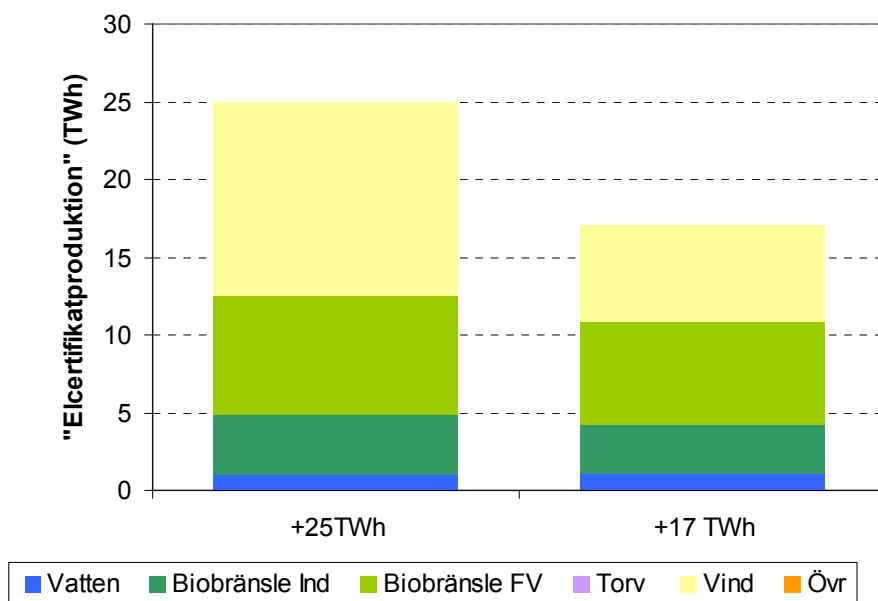
Anmärkning: Utöver det som var i bruk vid utgången av 2002 då produktionen var omkring 1,5 TWh. KVV=KraftVärmeVerk och, IGCC=Integrated Gasification Combined Cycles.

Ungefär samma dilemma finns för industriellt mottryck som baseras på biobränslen. För detta redovisas inga detaljerade analyser. I beräkningarna antas en potential på ytterligare cirka 0,5 TWh i konventionell teknik utöver det som byggts ut till och med 2008 vilket, generellt sett, är lönsamt att bygga ut i modellberäkningarna.

Vi vill betona att detta är en grov illustration av potential och marginalkostnad för biobränslekraftvärme. Resultaten från beräkningarna bör dock kunna ses som rimliga uppskattningar av storleksordningar. Det finns naturligtvis osäkerheter i att ange en potential och marginalkostnad då förutsättningar kan förändras. En större eller mindre potential av ett kraftslag skiftar hela kurvan till höger eller vänster och därmed ges en annan marginalkostnad och en introducering av en ny teknik som exempelvis svartlutsförgasning som påverkar kurvans utseende. Det är också svårt att göra en bra bedömning av den potential som en urfasad anläggning utgör om den kommer in i elcertifikatsystemet igen som en ny anläggning och då får en ny tilldelningsperiod.

5.3.2 Några konsekvenser av att höja ambitionsnivån

Effekten av att gå från ett system med ambitionsnivån 17 TWh till ett med 25 TWh är att det blir mer förnybar elproduktion av alla produktionsslag men framför allt är det vindkraft som ”fyller upp” ökningen av förnybar elproduktion. Från att utgöra 6 TWh år 2023 i fallet med dagens elcertifikatsystem (17 TWh) så blir vindkraftens bidrag vid det större elcertifikatsystemet hela 12 TWh.

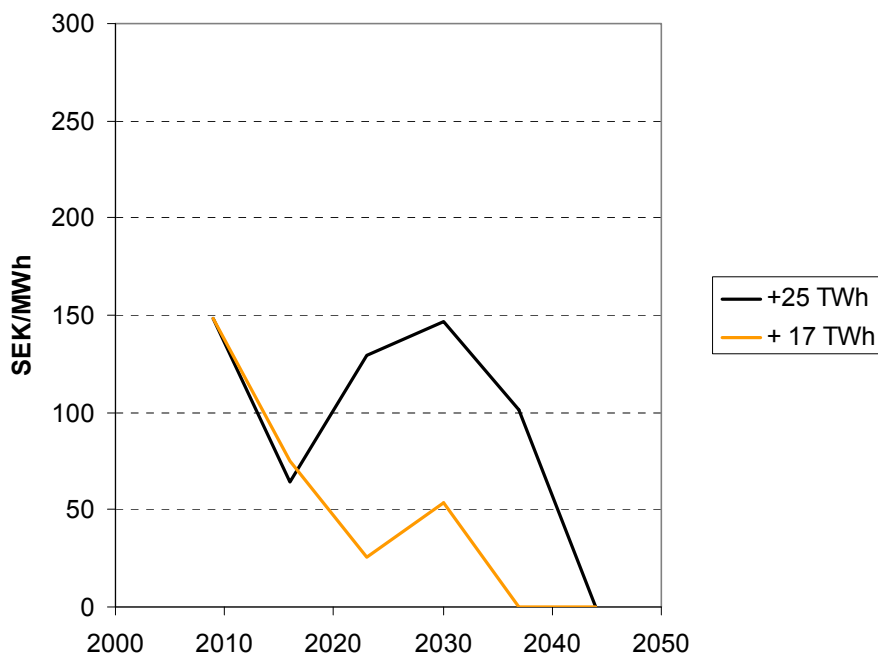


Figur 9 Elcertifikatproduktion per kraftslag år 2020 för två olika fall av ambitionsnivå inom elcertifikatsystemet (+25 TWh, +17 TWh vilket var det gamla målet)

Marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat) kommer också, som förväntat, att öka som en följd av den förhöjda ambitionsnivån inom elcertifikatsystemet.¹⁸ Istället för att som i fallet med 17 TWh gå ner upprätthålls en marginalkostnad genom ambitionshöjningen till 25 TWh år 2020. Marginalkostnaden är ett viktigt underlag för elcertifikatpriserna, men när elcertifikatpriserna i verkligheten sätts på marknaden väger många andra faktorer också in, exempelvis bedömningar av framtida risk för brist eller överskott på elcertifikat samt andra typer av osäkerheter. Se kapitel 4.

I Figur 10 syns det även att "marginalkostnaden för elcertifikaten" tenderar att sjunka mot slutet av elcertifikatsystemets livslängd, det vill säga till och med år 2030 för den nuvarande ambitionen respektive år 2035 (modellår 2037) för den höjda ambitionen. Det beror dels på generellt stigande elpriser (leder till sjunkande elcertifikatpriser för givet elcertifikatmål) men också delvis beroende på att potentialen för förnybar elproduktion av en viss kostnadsklass antas öka över tiden. Det finns dock faktorer som verkar i motsatt riktning och istället kan leda till stigande eller tämligen konstanta marginalkostnader även mot slutet av systemets livslängd, vilket man kan se i någon av de olika känslighetsanalyserna längre fram.

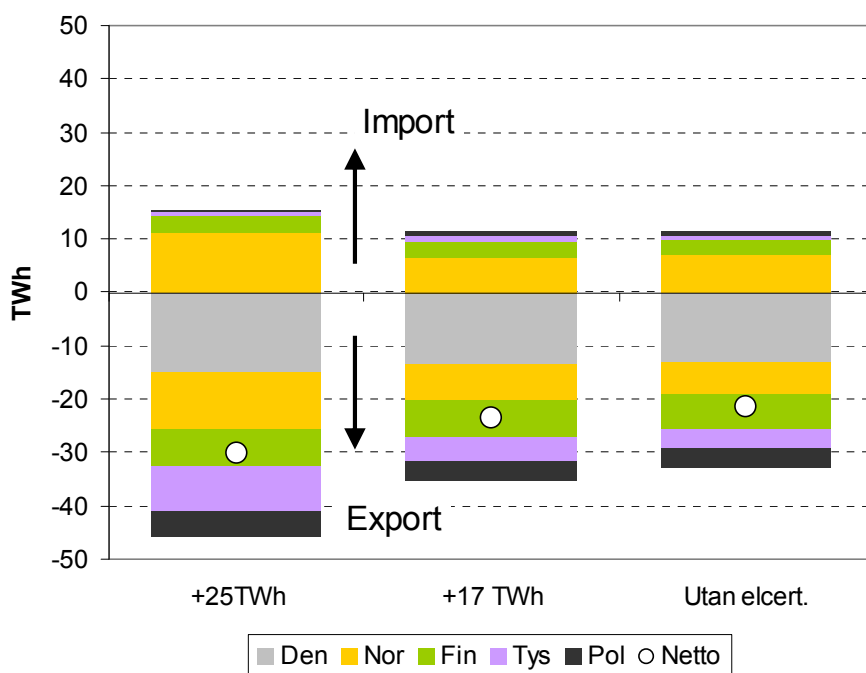
¹⁸ Enkelt uttryckt kan marginalkostnaden för elcertifikat, ur ett strikt kostnadsperspektiv, översättas till den extra ekonomiska ersättning som behövs utöver elintäkten för den sista i kostnadsordning utbyggda enheten förnybar elproduktion inom ett givet produktionsmål för elcertifikat.



Figur 10 ”Marginalkostnaden för att producera elcertifikat” för den ”nya”(+25 TWh) och den ”gamla” (+17 TWh) ambitionsnivån inom elcertifikatsystemet

Elcertifikatsystemet ger indirekta effekter på andra delar av energisystemet. Exempelvis påverkas både elpris (systempriset, prisområde Sverige) och marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen enligt modellens beräkningsresultat. Anledningen till att elpriset och fjärrvärmeproduktionens marginalkostnad blir lägre ju mer omfattande elcertifikatsystem som förutsätts är att utbudet av el- och fjärrvärmeproduktion ökar. Ökningen orsakas av en extern faktor, elcertifikatsystemet, som styr fram ny el- och indirekt fjärrvärmeproduktion (via biokraftvärmeverken). El- och fjärrvärmesystemen avlastas därmed delvis från kostnader för dessa utbyggnader.

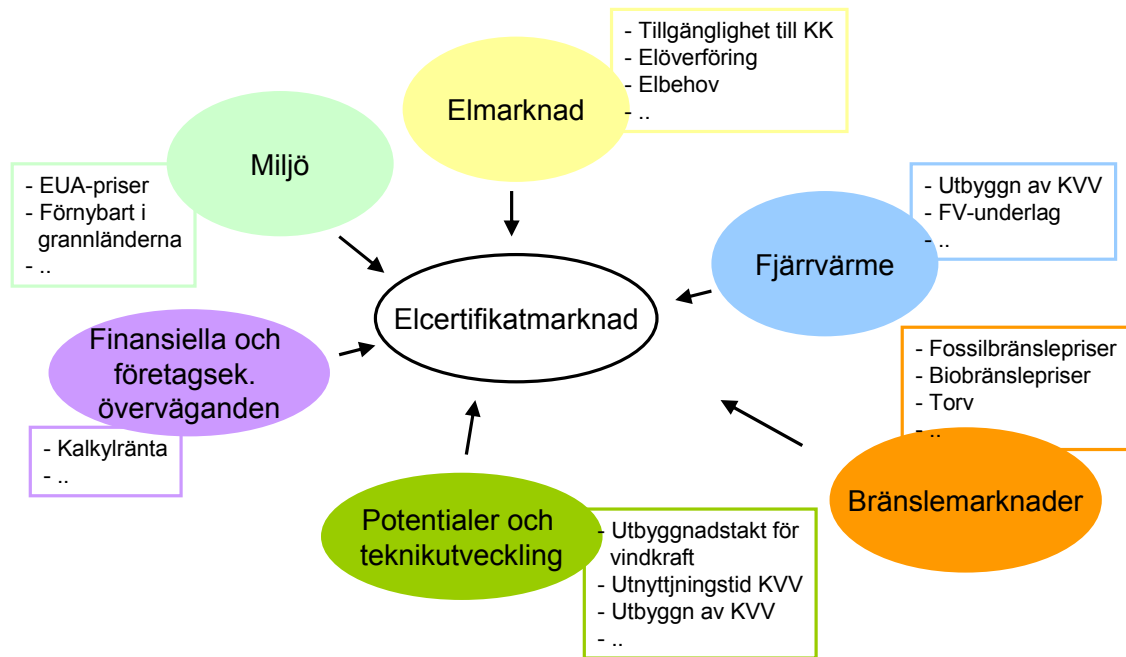
Den övervägande delen av den tillkommande elproduktionen i Sverige leder enligt modellberäkningen till ökad export. Modellåret 2023 uppvisar för fallet med 25 TWh elcertifikatsystem en nettoexport på hela 30 TWh. Nettoexporten sker till samtliga grannländer, utom till Norge där importen helt balanserar exporten. I huvudsak klaras den aktuella elexporten via redan existerande överföringsförbindelser. Vissa förstärkningar av överföringskapaciteten sker dock som ett resultat av beräkningarna i MARKAL-NORDIC, det vill säga förstärkningarna är lönsamma givet beräkningsförutsättningarna. Det som driver elutbytet mellan länderna är skillnader i elpris för respektive land (prisområde). Det stora elutbudet i Sverige leder till relativt låga elpriser och elen söker sig därför till områden med högre elpriser. Det är också dessa elprisskillnader som driver utbyggnaden av överföringsförbindelser. Eftersom det inte kommer att vara lönsamt att bygga bort flaskhalsarna i överföringsförbindelserna helt (avtagande nytta) så kommer vissa elprisskillnader att bestå.



Figur 11 Import och export av el från respektive till Sverige i modellår 2023

5.3.3 Konsekvenser vid ambitionen 25 TWh när olika parametrar varierar

Här redovisas resultat från beräkningarna där indata har varierats. För en mer detaljerad redovisning av beräkningarna hänvisas till PROFU:s underlagsrapport. I Figur 12 visas schematiskt vilka olika parametrar som varierats samt hur de förhåller sig till elcertifikatsystemet.



Figur 12 Schematisk figur över elcertifikatmarknadens "omvärld" med de olika faktorer vars inverkan har analyserats i denna studie

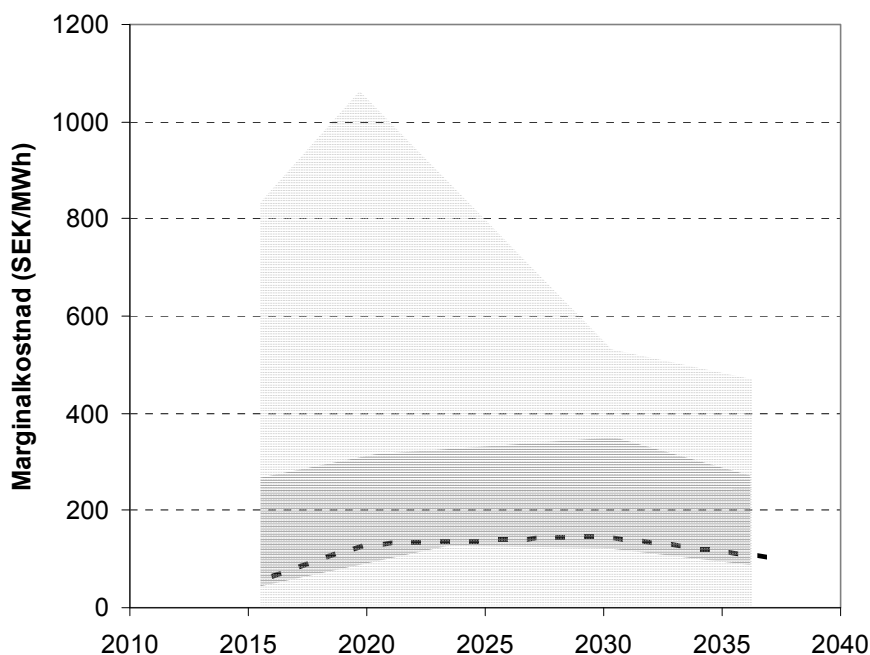
Samma slutsats kan göras nu som i delrapport 1 när det gäller variationer i vad som byggs ut. Sammantaget handlar det främst om att vindkraft och biobränslekraftvärme balanserar varandra. När parametrar som gynnar vindkraften (vikande fjärrvärmeunderlag, höga biobränslepriser, begränsad utbyggnad av kraftvärme, låga utsläppsriktpriser som gynnar fossil kraftvärme) ändras så minskar biokraftvärmens och det motsatta då de nämnda parametrarna går i motsatt utveckling samt om en begränsning införs för hur mycket vindkraft som byggs ut.

Noterbart är att för den helt dominerande delen av beräkningsfallen så ökar inte den havsbaserade vindkraften från dagens 0,3 TWh. Det enda fallet som uppvisar ytterligare utbyggnad av havsbaserad vindkraft är då man inför en begränsning av utbyggnaden av landbaserad vindkraft i modellen. Här kommer även vågkraft in. En reservation ska dock göras för att indata för vågkraft inte är lika underbyggd som för övriga elproduktionsslag. En viss reservation kan också göras för indata gällande havsbaserad vindkraft eftersom antalet anläggningar som är i drift är begränsat.

Marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat) uppvisar en stor spridning. Denna parameter är särskilt intressant att analysera eftersom marginalkostnaden utgör en viktig del för bedömningen av elcertifikatpriset och följaktligen den kostnad som sedan överförs till slutkonsumenten. Resultaten från modellberäkningarna ska användas som indikationer. Modellen förutsätter att aktörerna agerar rationellt i enighet med modellens intäkts- och kostnadsantaganden. Det innebär exempelvis att aktörernas investeringsbeslut helt beror på antaganden som införts i modellberäkningarna

och som gäller långt framåt i tiden. I verkligheten vet aktörerna att flera av dessa omvärldsfaktorer är föränderliga och i verkligheten inkluderas därför denna osäkerhet i investeringsbesluten. Nivån på marginalkostnaden ligger därför högre i verkligheten.

År 2016 återfinns resultat från 0 till ca 850 kr/MWh. Ännu större är spridningen år 2020 då utfallsrummet ligger mellan 0 och nästan 1 100 kr/MWh. Referensfallets marginalkostnad ligger i den nedre regionen, ca 100–150 kr/MWh. Man kan notera att alla beräkningsfall där en faktor i taget har varierats uppvisar marginalkostnader för elcertifikat som är större än noll. Tillräckligt mycket förnybar elproduktion byggs alltså inte ut spontant. Det är endast i ett enda beräkningsfall, kombinationsscenario som leder till mycket höga elpriser som medför att vi får en marginalkostnad på 0 kr/MWh för elcertifikat. Detta fall har definierats av följande ändringar samtidigt; ett högt elbehov, högt utsläppsrättspris, höga priser för fossila bränslen samt ingen ökning av kärnkraften.



Figur 13 Utfallsrummet i samtliga beräkningsfall för marginalkostnaden för elcertifikat

Anm: Det mörkgråa fältet indikerar utfallsrummet för majoriteten av beräkningsfallen och den streckade linjen visar resultatet för referensfallet.

Den högsta "marginalkostnaden för elcertifikat", som kan betecknas som ett extremfall, uppträder då ett flertal faktorer kombineras så att kostnaden för förnybar elproduktion blir dyr. En viktig sådan är utbyggnaden av vindkraft men också faktorer som kalkylränta, minskande fjärrvärmeunderlag och höga biobränslepriser har varierats. Nästa beräkning som ger en hög "marginalkostnad för elcertifikat" ligger betydligt längre ned, cirka 400 kr per MWh. Här är det

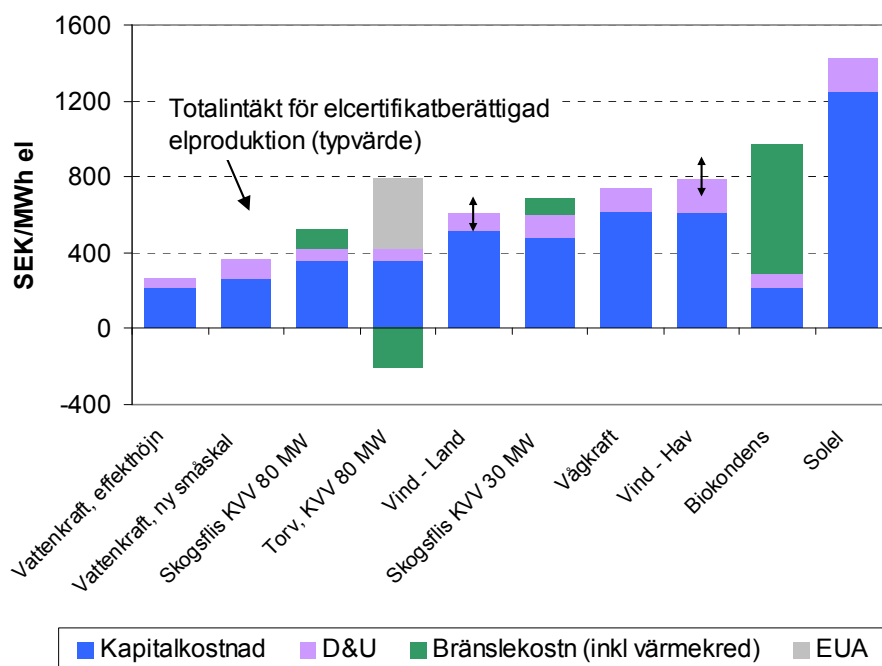
endast vindkraftens utbyggnad som begränsas. Motivet för sådana begränsningar kan vara att tillståndsprocessen inte antas möjliggöra tillräcklig utbyggnadstakt och/eller att tillgången på entreprenörer eller vindturbinutrustning är starkt begränsad. Följaktligen är det framför allt på relativt kort sikt som detta kan tänkas inträffa. På längre sikt begränsas rimligtvis inte utbyggnaden av dessa skäl. Hög kalkylränta, lågt elbehov (och därmed lågt elpris) och begränsad överföringskapacitet till grannländerna (lågt elpris i Sverige) är andra beräkningsfall som medför höga marginalkostnader för elcertifikat. Skälet till att låga elpriser sammanhänger med höga marginalkostnader för elcertifikat är, enkelt uttryckt, att elproducenterna behöver en viss total ekonomisk ersättning för att det skall vara lönsamt att satsa på tillräckligt mycket förnybar elproduktion. Är elpriset lågt så behövs ett stort tillskott via elcertifikatpriset (här marginalkostnaden för elcertifikat). Här är det viktigt att notera att situationen gäller förutsatt att kvotkurvan justeras så att produktionsmålet uppnås trots en förändrad elanvändning jämfört den som prognostiserades när kvotkurvan togs fram. På kort sikt inom ramen för befintlig kvotkurva leder ett lågt elbehov till att efterfrågan på elcertifikat minskar vilket allt annat lika förväntas leda till en kortsiktig prispress på elcertifikaten.

I kapitel 4 visas att följsamheten mellan elpriset och elcertifikatpriset på marknaden delvis uppvisat denna koppling men inte under hela perioden. Elcertifikatpriset påverkas av ett flertal faktorer varav flera av kortsiktig karaktär och det är därför naturligt att det på kort sikt uppstår avvikelser. Vår bedömning är dock att denna utgångspunkt är rimlig som en utgångspunkt i en analys som sträcker sig framåt i tiden mot år 2020 och 2035.

Vilken teknik är det som avgör marginalkostnaden på elcertifikaten?

Figur 14 visar elproduktionskostnaden för olika typer av förnybar elproduktion som berättigar till elcertifikat. Kostnaderna är uppdelade på kapitalkostnader, drift- och underhållskostnader, bränslekostnader (inkl. värmekreditering) samt kostnader för utsläppsrätter.¹⁹ I figuren visas också en typisk nivå på den totala ersättningen (elpris + marginalkostnad för elcertifikat) i beräkningsfallen med kalkylräntan 7 %. Av figuren framgår att vattenkraft och större kraftvärmeverk är klart lönsamma med varierande marginal. Olika klasser av landbaserad vindkraft återfinns i det område där den typiska ersättningen ligger, ca 600 kr/MWh. Det betyder alltså att det är vindkraft som sätter marginalkostnaden. Till höger om den landbaserade vindkraften återfinns ett antal andra alternativ. Dessa är alltså för dyra för att väljas.

¹⁹ Det bör understrykas att värdena i Figur 14 och Figur 15 är typiska exempel. Värdena påverkas inte bara av prestanda, teknikkostnader, ekonomisk livslängd och kalkylränta utan även av värdet på fjärrvärme, marknadspris på biobränsle etc. De sistnämnda är också beräkningsresultat och kan variera en hel del mellan beräkningsfallen och mellan modellåren. Även förutsättningarna för vindkraft beror i modellbeskrivningen på avstånd till elnät samt vindtillgång. Att det i modellen därmed finns ett större antal kostnadsklasser för vindkraft indikeras i figuren med dubbelriktade pilar.

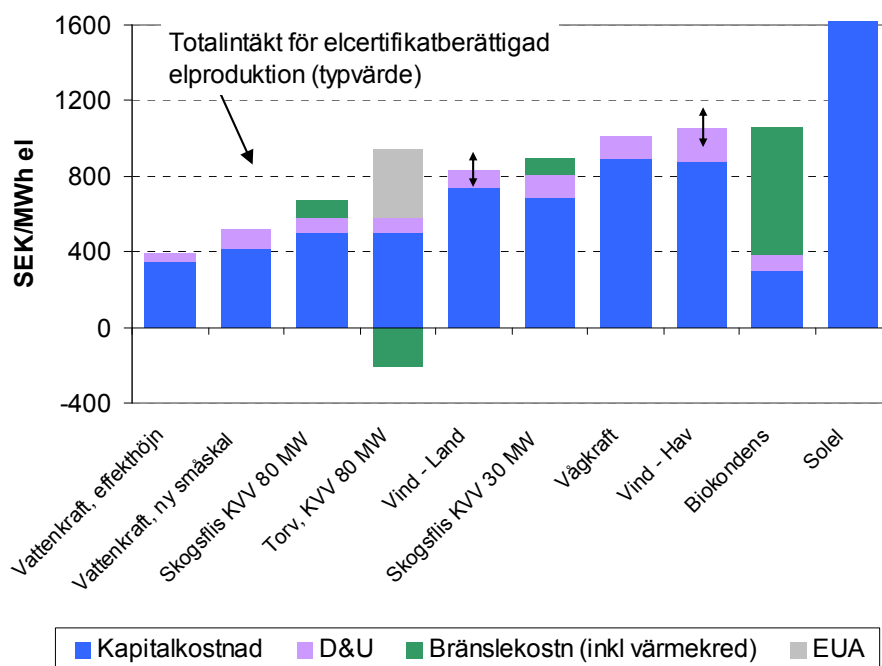


Figur 14 Total produktionskostnad (typiska värden, real kalkylränta 7 %) för ett urval av elcertifikatberättigade kraftslag.

Anm: Den ljusröda, tjocka linjen indikerar en typisk nivå på den beräknade ”intäkten” (summan av råkraftpriset och marginalkostnaden för elcertifikat) för dessa kraftslag. De dubbelriktade pilarna vid vindkraftstaplarna indikerar att det finns ett större antal kostnadsklasser för vindkraft (se även Appendix A, Profus rapport "Analys av förhöjd ambitionsnivå inom elcertifikatsystemet").

Vid de aktuella nivåerna på total ersättning till förnybar el, cirka 600 kr/MWh finns det relativt stora mängder vindkraft tillgänglig. Det talar alltså för att det är just vindkraft som utgör ”marginalproduktionen”.

Om man istället tänker sig en situation där kalkylräntan 12 % antas gälla så förändras förutsättningarna markant, både elpris och marginalkostnad för elcertifikat (den totala ersättningen uppgår här till cirka 800 kr/MWh) samt elproduktionskostnaden för de olika förnybara alternativen (där kapitalkostnaderna ökar). Detta fall redovisas i Figur 15 och det visar sig att det även här är vindkraft som ligger på marginalen och sätter priset för elcertifikaten.

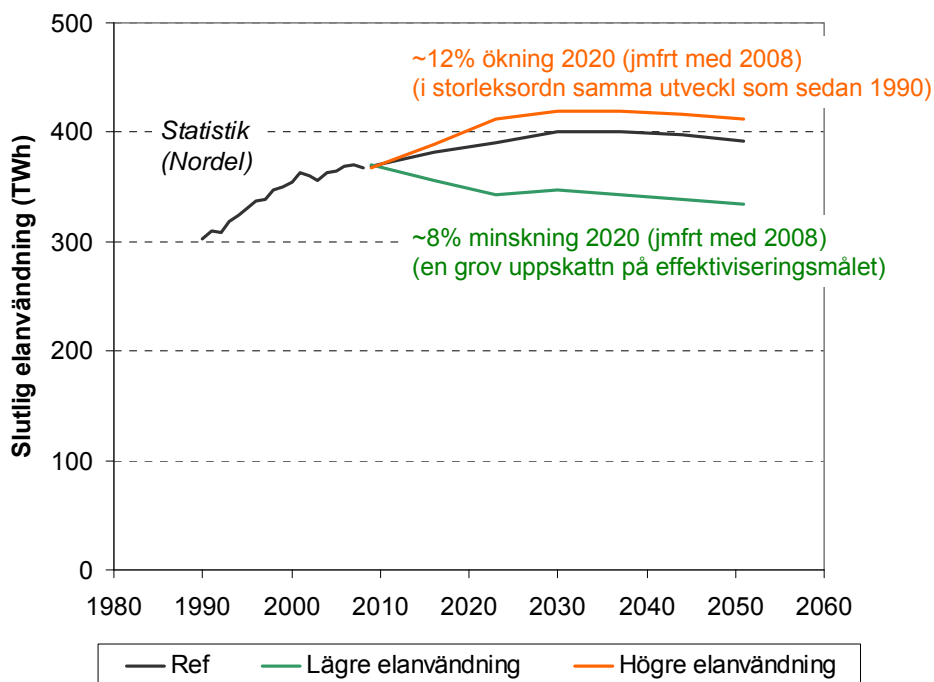


Figur 15 Total produktionskostnad (typiska värden, real kalkylränta 12 %) för ett urval av elcertifikatberättigade kraftslag

Anm: Den ljusröda, tjocka linjen indikerar en typisk nivå på den beräknade "intäkten" (summan av råkraftpriset och marginalkostnaden för elcertifikat) för dessa kraftslag. De dubbelriktade pilarna vid vindkraftstaplarna indikerar att det finns ett större antal kostnadsklasser för vindkraft (se även Appendix A).

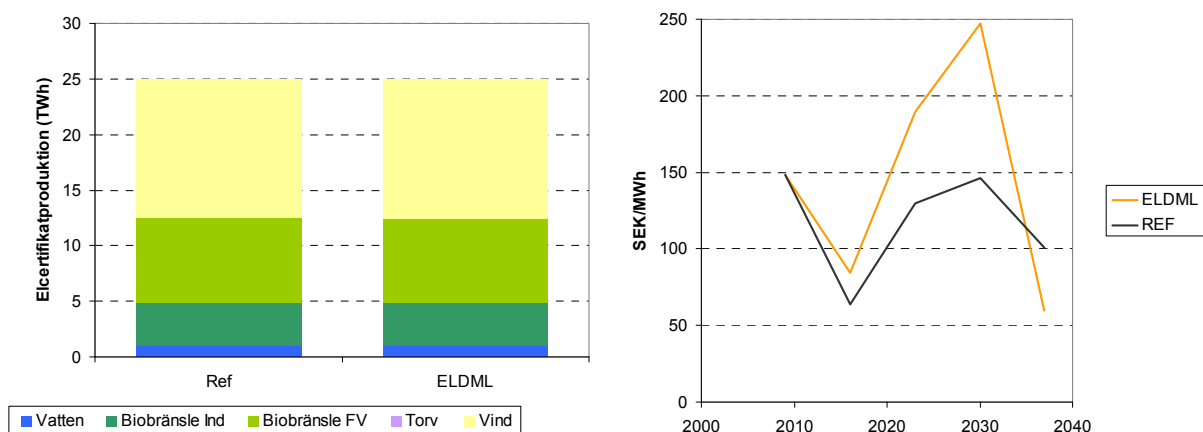
Elanvändningen

Beräkningar har även gjorts för ett fall med både högre och lägre elanvändningsnivåer. "Högfallet" baseras på en extrapolering av elanvändningsutvecklingen under de senaste 10 åren. Detta motsvarar en ökning med 12 % från år 2008 till år 2020. I "Lågfallet" antar vi istället en minskning med 8 % under samma tidsperiod.



Figur 16 Elbehovsutveckling (slutlig användning) i Norden för tre olika beräkningsfall

I Figur 17 jämförs referensfallet och beräkningsfallet med lägre nordisk elanvändning. Som framgår av figuren så är den förnybara elproduktionen i princip identisk. Viktigt att notera är antagandet att produktionsmålet för den elcertifikatberättigade elproduktionen ligger fast trots en justerad elanvändning. Det betyder att kvotutvecklingen kommer att anpassas för att nå detta mål. Den lägre elanvändningen medför i förhållande till referensfallet ungefär oförändrat utbud av el samtidigt som efterfrågan blir klart lägre. Detta resulterar i lägre elpriser i Norden och som en konsekvens av detta högre marginalkostnader för elcertifikat. Förklaringen till det är att det är samma kostnad som måste täckas för den förnybara elproduktion som modellen väljer för att nå elcertifikatsystemets produktionsmål.

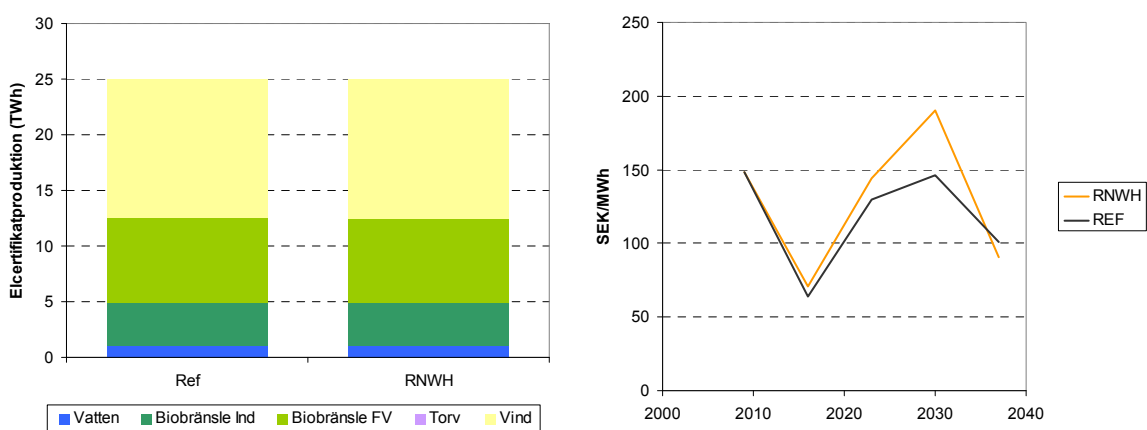


Figur 17 Jämförelse mellan referensfallet och ett fall med minskande elbehov

Anm: Elcertifikatproduktion år 2020 till vänster och marginalkostnadsutveckling för elcertifikat till höger i figuren.

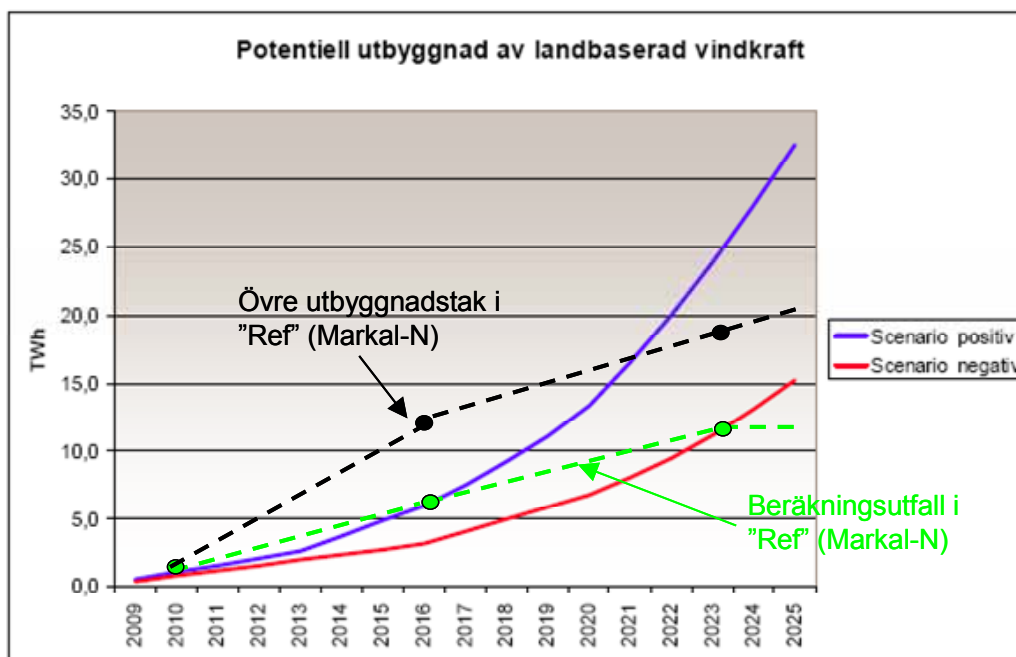
Mer förnybar elproduktion i Sveriges grannländer leder precis som i fallet med det minskande elbehovet att elpriset blir lägre jämfört med referensfallet. Detta eftersom utbudet av (förnybar) kraft ökar. Här antas andelen förnybar elproduktion i procent av elförbrukningen öka lika mycket i Sveriges grannländer som ökningen av Sveriges ambitionsnivå från +17 TWh till +25 TWh. Det innebär en ökad mängd förnybar el med totalt omkring 60 TWh summerat över Tyskland, Polen och de tre övriga nordiska länderna till och med år 2020 jämfört med referensfallet.

Som visas i Figur 18 så fås endast försumbara effekter på elcertifikatproduktionens sammansättning medan marginalkostnaden för elcertifikat ökar jämfört med referensfallet på grund av det lägre elpriset.



Figur 18 Jämförelse mellan referensfallet och ett fall där Sveriges grannländer satsar mer på förnybar elproduktion jämfört med referensfallet

Anm: Elcertifikatproduktion år 2020 till vänster och marginalkostnadsutveckling för elcertifikat till höger i figuren.

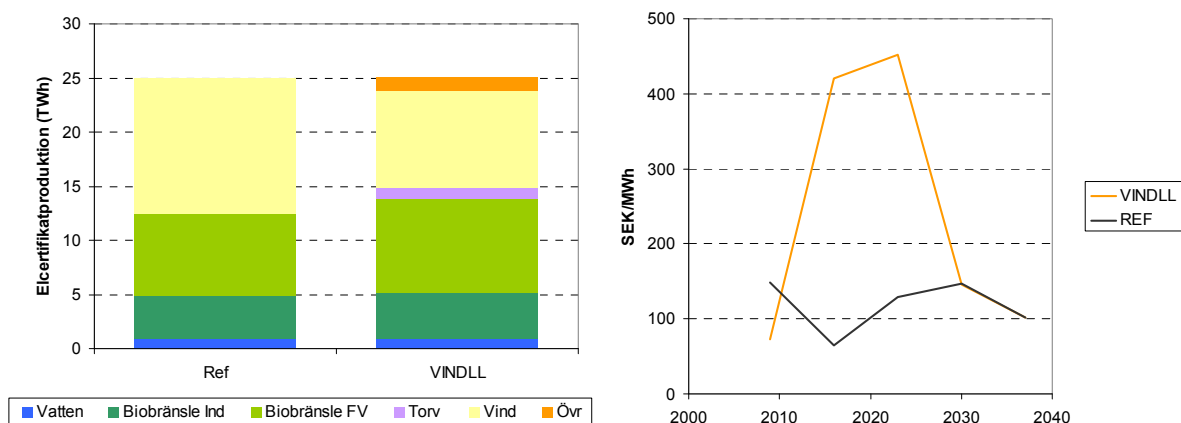


Figur 19 WSPs bedömning ("scenario positiv" respektive "scenario negativ") av den maximala realistiska vindkraftutbyggnaden (på land) samt övre utbyggnadsbegränsning respektive beräkningsutfall (referensfallet) i MARKAL-NORDIC

Anm: Nivåerna anger volymer utöver det som fanns i bruk vid 2008 års utgång)

Utbyggnadstakten för vindkraft

Eftersom vindkraft i de allra flesta fall är den elproduktion som återfinns på marginalen inom elcertifikatsystemet så kommer den tillåtna utbyggnadstakten att ha stor betydelse för resultaten. Ett antal begränsningar har lagts in i beräkningsmodellen för att exempelvis illustrera långa ledtider orsakade av att tillståndprocessen för etablering och/eller nätanslutning inte antas möjliggöra större utbyggnadstakt och/eller att tillgången på entreprenörer eller vindturbinutrustning är begränsad. I Figur 20 redovisas utfallet för ett beräkningsfall där begränsningen utgörs av det negativa scenariot i underlagsrapporten "Analys av en förhöjd ambitionsnivå inom elcertifikatsystemet Etapp II.", dvs. ett fall med mycket begränsad tillåten utbyggnadstakt för vindkraft (max +3 TWh år 2016 och max +7 TWh år 2023). Se Figur 19. Som framgår av Figur 20 blir elproduktionen från vindkraft för modellåret 2023 klart lägre än i referensfallet. (Samma sak gäller för år 2016 även om det inte framgår av figuren.). Eftersom det samtidigt är samma produktionsmål som måste uppfyllas så måste annan förnybar elproduktion fylla upp de 3 TWh som skillnaden i vindkraft uppgår till. Här utnyttjas istället ytterligare 2 TWh biobränsle- och torvkraftvärme. Här handlar det om små kraftvärmeverk och därmed dyrare räknat per kW. Dessutom utnyttjas här 1 TWh vågkraft. Som framgår av Figur 14 så är detta en dyr teknik vilket slår igenom i marginalkostnaderna för elcertifikat. Modellåren 2016 och 2023 blir marginalkostnaderna fyra gånger högre än i referensfallet, drygt 400 kr/MWh.



Figur 20 Jämförelse mellan referensfallet och ett fall med kraftigt begränsad utbyggnadstakt för vindkraft

Anm: Elcertifikatproduktion år 2020 till vänster och marginalkostnadsutveckling för elcertifikat till höger i figuren.

Fallet med liten tillåten utbyggnad av vindkraft är därmed ett exempel på en parametervariation som har stor betydelse för både sammansättningen av den förnybara elproduktionen och för marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat).

Användning av kärnkraft i Norden

I referensfallet ökar elproduktionen i kärnkraftverk under de närmaste 25 åren. Ökningen sker av tre orsaker:

1. Ökad tillgänglighet för svenska kärnkraftverk så att deras tillgänglighet närmar sig den som finska kärnkraftverk uppvisar.
2. Ett effekthöjningsprogram för svensk kärnkraft, även utöver det som redan har genomförts.
3. En sjätte finsk reaktor tas i drift år 2030. Denna blir i modellberäkningarna lönsam att bygga och införs därför eftersom vi tillåter detta.

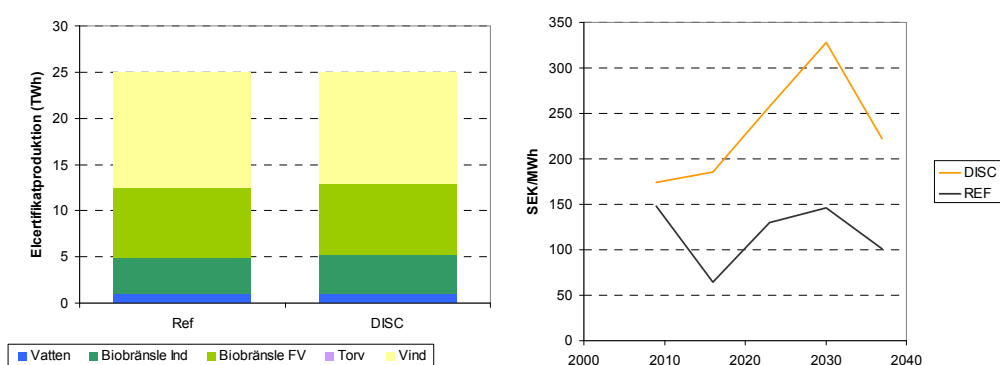
I denna känslighetsanalys har mindre elproduktion från kärnkraft antagits. Effekten är liten, både den förnybara elproduktionens sammansättning inom elcertifikatsystemet och marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat) är i princip opåverkade.

Att marginalkostnaden för elcertifikat inte ändras sammanhänger med att systempriset på el i Sverige inte påverkas, detta trots ett märkbart lägre utbud av elproduktion. Utbudsminskningen är dock inte tillräckligt stor för att få utslag i modellresultatet som omfattar den nordeuropeiska elmarknaden. Det som händer är att Sverige exporterar mindre el.

Kalkylränta

Den kalkylränta som utnyttjas i beräkningarna avgör hur stora kapitalkostnaderna blir för de investeringar som genomförs. Kalkylräntan kan därmed ses som en indikation på investeringsviljan: låg kalkylränta = hög investeringsvilja, hög kalkylränta = låg investeringsvilja. Kalkylräntan tillämpas generellt i beräkningarna och de påverkar därmed inte bara den förnybara elproduktionen inom elcertifikatsystemet, utan alla investeringar i energiomvandling och energidistribution som ingår i det studerade systemet. Exempelvis påverkas elpriset i modellberäkningarna tydligt av valet av nivå på kalkylränta då denna påverkar utbudet genom förändrade investeringskostnader.

I Figur 21 redovisas en jämförelse mellan två beräkningsfall där den enda skillnaden är valet av kalkylränta; 12 % jämfört med referensfallets 7 %. Trots kalkylräntans stora generella betydelse för energisystemets utveckling så förblir dock sammansättningen av den elcertifikatberättigade förnybara elproduktionen densamma. I figuren (till vänster) visas jämförelsen för år 2020. En markant skillnad syns dock vad gäller marginalkostnaden för elcertifikat. Trots att elpriset är högre i fallet med hög kalkylränta så är också marginalkostnaden för elcertifikat högre. Skälet är de högre kapitalkostnaderna.

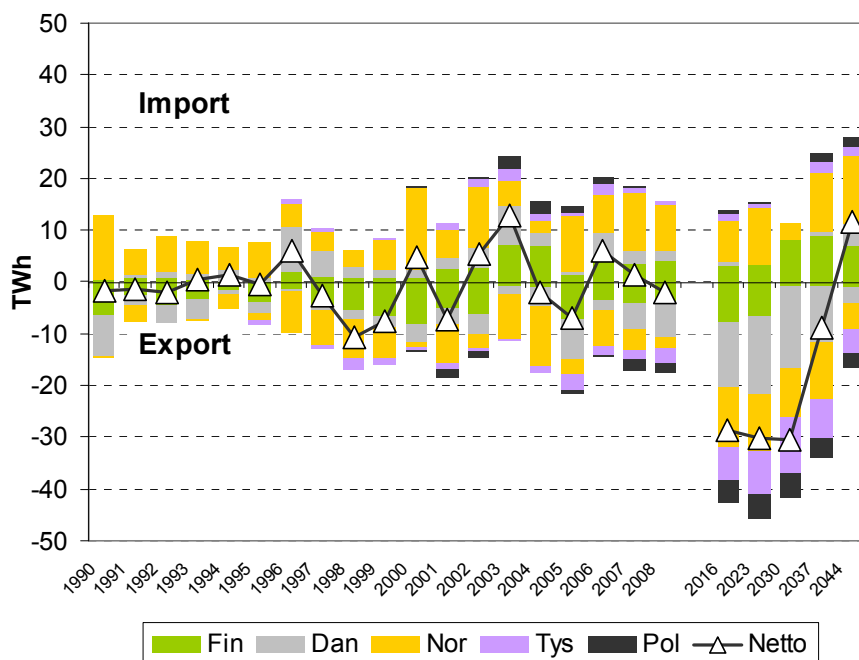


Figur 21 Jämförelse mellan referensfallet och ett fall med en högre kalkylränta (12 % istället för 7 %)

Anm: Elcertifikatproduktion år 2020 till vänster och marginalkostnadsutveckling för elcertifikat till höger i figuren.

Elöverföring till grannländerna

Elcertifikatsystemet leder till en kraftig ökning av utbudet av elproduktion i Sverige. Detta förstärks av de pågående effekthöjningsprogrammen i kärnkraftanläggningarna. Det är genomgående elproduktion med relativt låga rörliga kostnader som byggs ut. I kombination med en mycket långsam elbehovsökning inom landet så blir det därför ett stort tryck på elexport från Sverige. Figur 22 visar Sveriges elutbyte med grannländerna: elimport (staplar uppåt), elexport (staplar nedåt) samt nettoimport/-export (kurvan). Elutbytet är uppdelat på olika länder. Figuren visar både historisk statistik till och med 2008 och beräkningsresultat för modellåren 2016, 2023, 2030, 2037 och 2044.



Figur 22 Elhandel mellan Sverige och grannländerna i referensfallet

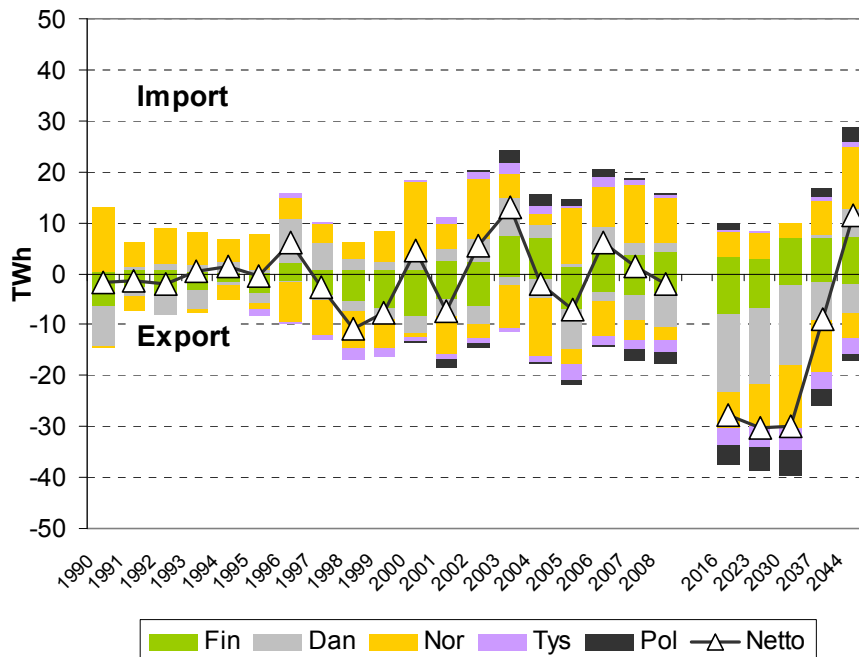
Källa: För 1990-2008: Nordel och ENTSO-E).

Av den historiska redovisningen framgår att det för Sverige har varit ungefär lika mycket elimport som elexport, både beträffande antal år med nettoexport eller nettoimport och beträffande storleken på nettoutbytet. Det som har avgjort elutbytet har i huvudsak varit de hydrologiska förhållandena (export under våtar och import under torrår). Under normalår har nettoutbytet av el med grannländerna varit mycket litet.

Enligt beräkningarna kommer alltså detta förhållande att ändras markant inom 5–10 år. Modellåret 2016 uppgår den svenska nettoexporten under ett normalår (modellberäkningarna avser alltid normalår) till hela 30 TWh. År 2023 har detta vuxit ytterligare något. Denna nettoexportnivå består under ytterligare ett tiotal år. När de svenska kärnkraftsverken uppnått den ekonomiska livslängden som antagits till 60 år byts detta relativt snabbt till en nettoimport.

Redan dagens kablar har en kapacitet som räcker för en omfattande nettoexport. Det visas tydligt genom Figur 23 som innehåller resultat från beräkningar där inga utbyggnader av överföringsförbindelserna har tillåtits. Om man jämför Figur 22 med Figur 23 framgår de små skillnader som blir av att begränsa utbyggnaden av näten. Skälen för begränsningar i utbyggnaden av utlandskablarna skulle kunna vara att det är mycket tidskrävande processer för att etablera de ledningar/kablar som krävs. Det gäller inte bara själva överföringsförbindelserna, utan också de nätförstärkningar inom länderna som krävs för att möjliggöra att

överförbindelserna skall kunna utnyttjas fullt ut. Nettoexporten blir endast enstaka TWh lägre då förstärkning av överföringsförbindelserna inte tillåts²⁰.



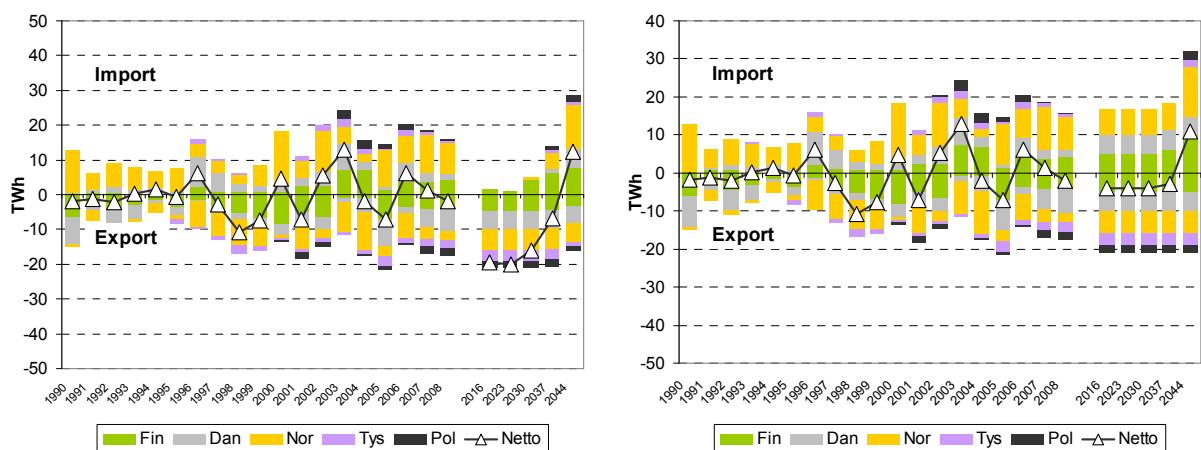
Figur 23 Elhandel mellan Sverige och grannländerna i ett fall där inga nya överföringsförbindelser tillåts i modellen

Källa: För 1990-2008: Nordel och ENTSO-E).

I verkligheten kommer det naturligtvis även i framtiden att inträffa både våtar och torrår. Under ett våtar så kan nettoexporten förväntas bli ännu större än de nivåer som anges ovan. Detta ger en anledning till ytterligare förstärkning av överföringsförbindelserna.

Som ett komplement har också ett par beräkningar gjorts som illustrerar utvecklingen om man inte tillåter större ellexport än vi hittills har sett exempel på.

²⁰ MARKAL kan tänkas överskatta exportmöjligheterna med dagens överföringsförbindelser. Eftersom modellen täcker en så stor del av de nordiska energisystemen så är det nödvändigt att förenkla beskrivningen. Ett exempel på detta är att elförbrukningens variationer här beskrivs med tre säsongsnivåer samt dag/nattvariationer. Med en mer detaljerad tidsupplösning skulle resultatet kunna bli något annorlunda. Huvuddragen beskrivs dock väl med de genomförda modellberäkningarna

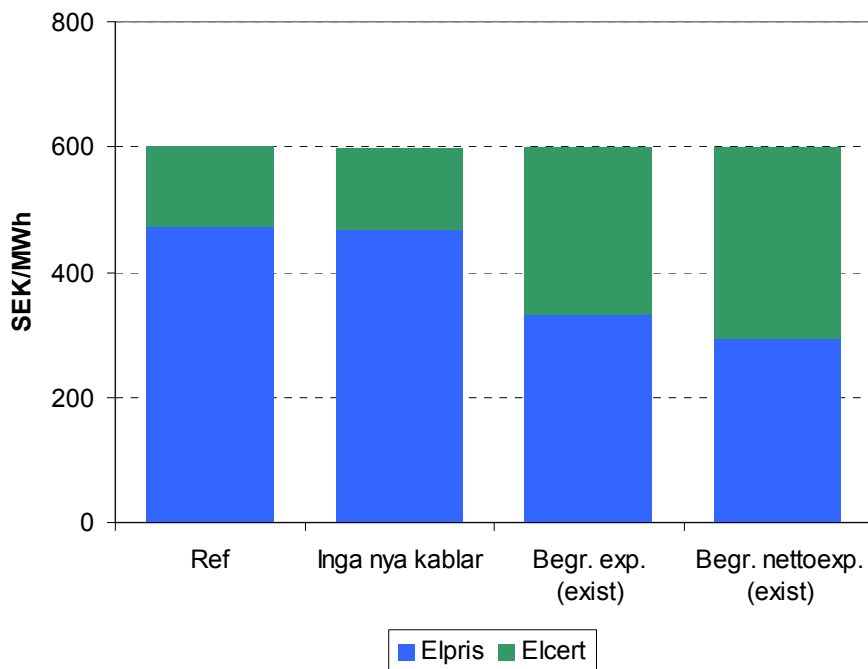


Figur 24 Elhandel mellan Sverige och grannländerna i två hypotetiska fall där möjligheten till export från Sverige begränsas (till vänster) och där även möjligheten till nettoexport begränsas (till höger)

Källa: För 1990-2008: Nordel och ENTSO-E).

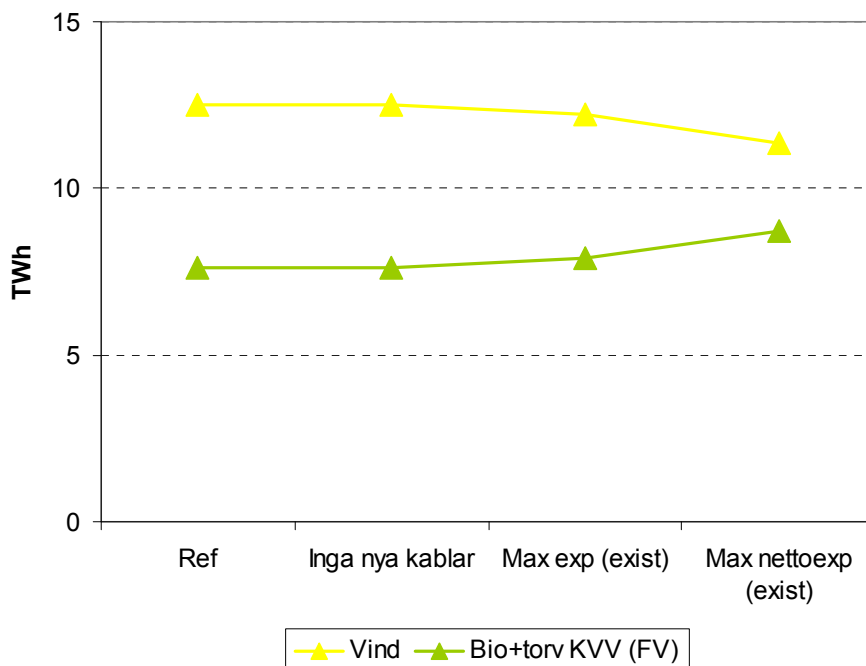
I Figur 24 redovisas resultaten av beräkningar med begränsad export (till vänster) och begränsad nettoexport (till höger). Det är svårt att se vilka förhållanden i omvärlden som skulle kunna ge dessa effekter. Dessa två beräkningsfall skall därför snarare ses som illustrationer av betydelsen av överföringsförbindelserna med grannländerna, det vill säga hur det skulle bli om man inte skulle ha fått möjlighet till elutbyte med omvärlden av den omfattning som nuvarande överföringsförbindelser ger förutsättningar för.

Som antyds ovan så får antagandena beträffande omfattningen på överföringsförbindelserna och därmed omfattningen av elutbytet med omvärlden stor påverkan på det resulterande systempriset på el i Sverige. Det framgår av Figur 25 där de blå staplarna visar just elpriset. Som vi tidigare har diskuterat så behövs en viss ekonomisk ersättning till producenterna för att den förnybara elproduktionen skall byggas ut tillräckligt mycket för att nå upp till den specificerade nivån. Ersättningens storlek sätts av elproduktionskostnaden för den dyraste elcertifikatberättigade teknik som tas i anspråk. En konsekvens av detta är att ett lågt elpris medför att marginalkostnaden för elcertifikat istället blir hög, den gröna delen av staplarna i Figur 25. I modellen saknas dock möjligheten att öka elanvändningen när elpriset sjunker så när som på elvärmen vars andel kan öka då priserna sjunker. En mer prisflexibel användning skulle därigenom dämpa elprisfallet något (genom ökad efterfrågan) och därigenom också dämpa ökningen i marginalkostnad för elcertifikaten.



Figur 25 Summan av råkraftpris (prisområde Sverige) och marginalkostnaden för elcertifikat i fyra beräkningsfall med olika förutsättningar för Sveriges elhandel med omvärlden

Antagandena om överföringsförbindelserna påverkar alltså tydligt marginalkostnaderna för elcertifikat. Däremot har de liten påverkan på sammansättningen av den elcertifikatberättigade förnybara elproduktionen. Figur 26 visar hur mycket kraftvärme (i fjärrvärmenäten), respektive vindkraft det blir i de fyra scenarierna relaterade till olika antaganden om överföringsförbindelserna för modellåret 2023.

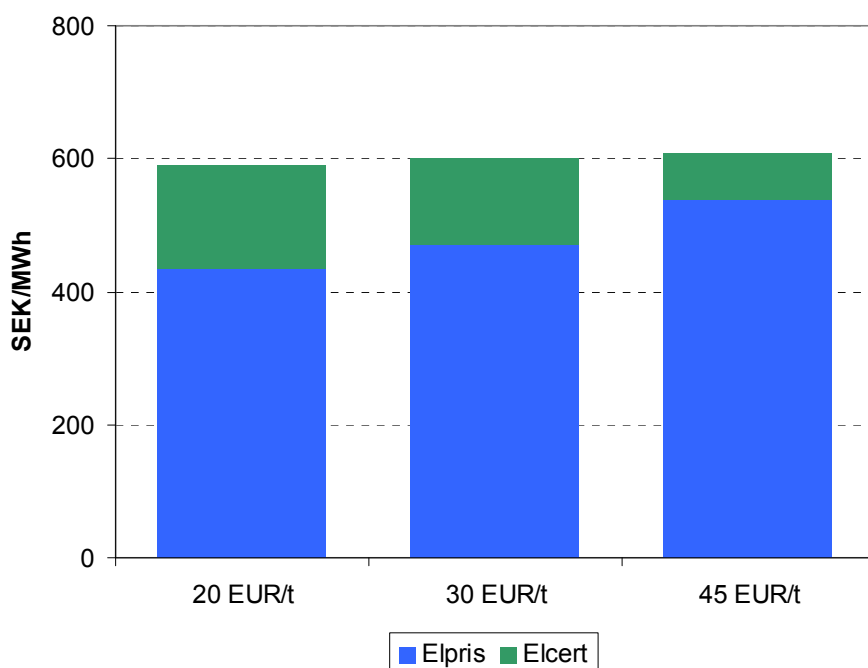


Figur 26 Elcertifikatproduktion från vindkraft respektive kraftvärme (biobränsle+torv) i fjärrvärmenäten i fyra beräkningsfall med olika förutsättningar för Sveriges elhandel med omvärlden år 2023.

Olika nivå på utsläppsriktpris

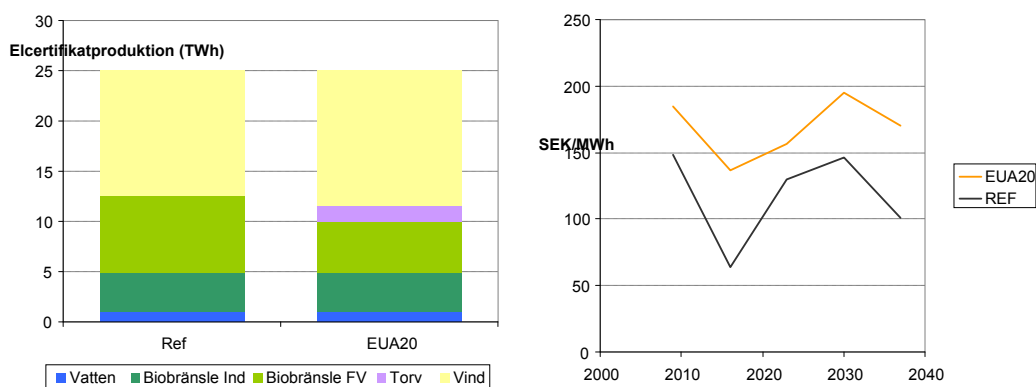
Utsläppsriktpriset för koldioxid är en parameter som har stor påverkan på utvecklingen inom den del av energisystemet som omfattas av EU:s handelssystem (EU ETS). I stort sett hela el- och fjärrvärmeproduktionen omfattas av EU:s handelssystem för utsläppsrikt. Elpriset sätts utifrån den produktion som ligger på marginalen i elproduktionssystemet. I det sammanhängande nordeuropeiska elsystemet så utgörs denna marginalproduktion oftast av kraftverk eldade med fossila bränslen. Det leder till att utsläppsriktpriset slår igenom kraftigt på elpriset. Elpriset och ”marginalkostnaden för elcertifikat” kan ses som ”kommunicerande kärl”, vilket leder till att ett högt elpris medför låg ”marginalkostnad för elcertifikat” och vice versa. För att illustrera detta så har vi som komplement till referensfallet, där utsläppsriktpriset 30 EUR/ton har förutsatts, även gjort två känslighetsanalyser. Vi har då testat både ett lägre utsläppsriktpris, 20 EUR/ton, och ett högre utsläppsriktpris, 45 EUR/ton.

Som framgår av Figur 27 så blir ”marginalkostnaden för elcertifikat”, som förväntat, klart högre än i referensfallet om vi antar det lägre utsläppsriktpriset, medan marginalkostnaden istället blir klart lägre vid det höga utsläppsriktpriset. Den totala ersättningen till elcertifikatberättigad elproduktion blir därmed ungefär lika stor i alla tre beräkningsfallen.



Figur 27 Summan av råkraftpris (prisområde Sverige) och marginalkostnaden för elcertifikat i tre beräkningsfall med olika CO₂-pris inom EU ETS

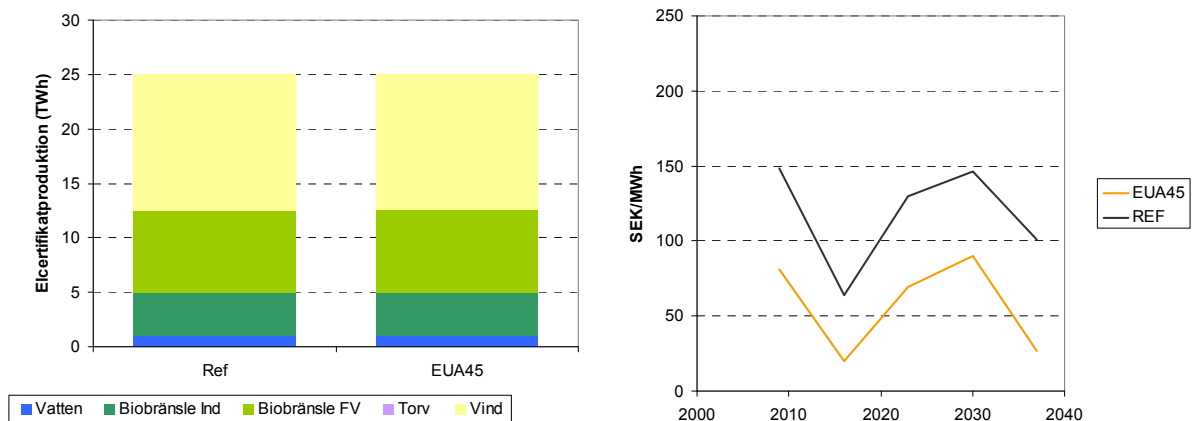
Variationer av utsläppsriktpriset kan också påverka sammansättningen av elproduktionen inom elcertifikatsystemet. Vid det lägre utsläppsriktpriset så blir det två ganska tydliga skillnader jämfört med referensfallet, (där utfallet för modellår 2023 visas). Den första skillnaden är att torv används i större utsträckning som bränsle i kraftvärmeverk. Skälet är att torven får möta högre kostnader då utsläppsriktpriserna höjs.



Figur 28 Jämförelse mellan referensfallet och ett fall med ett lägre CO₂-pris (20 EUR/ton istället för 30 EUR/ton)

Anm: Elcertifikatproduktion år 2020 till vänster och marginalkostnadsutveckling för elcertifikat till höger i figuren.

Den andra skillnaden är att det blir mindre kraftvärme och mer vindkraft jämfört med referensfallet. Skälet till detta är att det lägre utsläppsriktpriset ökar konkurrenskraften för kraftvärme baserad på fossila bränslen. Eftersom fjärrvärmeunderlaget är begränsat så medför det indirekt försämrade konkurrenskraft för biobränslekraftvärme. Inom elcertifikatsystemet stärks därmed vindkraftens relativa konkurrenskraft. Detta är ett exempel på de komplexa systemeffekter som flera av de studerade parametrarna uppvisar.



Figur 29 Jämförelse mellan referensfallet och ett fall med ett högre CO₂-pris (45 EUR/ton istället för 30 EUR/ton)

Anm: Elcertifikatproduktion år 2020 till vänster och marginalkostnadsutveckling för elcertifikat till höger i figuren.

5.4 Sammanfattning

Beräkningar med MARKAL-Nordic modellen indikerar att i referensfallet ligger den modellberäknade marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat) för perioden (cirka) 2015–2035 på en nivå mellan 100 och 150 kr/MWh jämfört med mellan 25–50 kr/MWh om ambitionsnivån 17 TWh hade fortsatt att gälla. Det är landbaserad vindkraft som ligger på marginalen under hela perioden. Andra effekter av den höjda ambitionsnivån är enligt beräkningarna att elpriset blir lägre samt att den tillkommande elproduktionen exporteras.

Kostnaden för den produktion som ligger på marginalen givet att elpris och elcertifikatpris summeras hamnar i modellen på 600 kr/MWh. Om den använda kalkylräntan höjs från 7 % till 12 % ökar den beräknade marginalkostnaden till 800 kr/MWh.

Känslighetsberäkningar som gjorts visar på relativt stora variationer i "marginalkostnaden för elcertifikat". Majoriteten av beräknade "marginalkostnader för elcertifikaten" ligger inom intervallet 50–300 kr/MWh med tyngdvikt åt 100–300 för året 2025. Ett fall som ger en hög "marginalkostnad för elcertifikaten" (cirka 400 kr per MWh) är när vindkraftens utbyggnad

begränsas. Motivet för sådana begränsningar kan vara att tillståndsprocessen inte antas möjliggöra större utbyggnadstakt och/eller att tillgången på entreprenörer eller vindturbinutrustning är starkt begränsad. Hög kalkylränta, lågt elbehov (och därmed lågt elpris) och begränsad överföringskapacitet till grannländerna (lågt elpris i Sverige) är andra beräkningsfall som medför högre marginalkostnader för elcertifikat.

Den högsta marginalkostnaden för ny certifikatberättigad elproduktion (där förväntat elpris är exkluderat), som kan betecknas som ett extremfall, uppträder då ett flertal faktorer kombineras så att kostnaden för förnybar elproduktion blir dyr. Den mest betydande faktorn är att utbyggnaden av vindkraft begränsas men också faktorer som högre kalkylränta, minskande fjärrvärmeunderlag och höga biobränslepriser bidrar till att modellen ger den mycket höga marginalkostnaden.

Ett fall ger en mycket låg marginalkostnad för elcertifikaten. Det är när en kombination av följande förändringar antas ge mycket höga elpriser (högt elbehov som ökar elpriset och därmed sänker "marginalkostnden för elcertifikat", högt utsläppsriktpris, höga priser på fossila bränslen och ingen ökning av kärnkraft). Vår bedömning är att den förda politiken för att uppnå EU:s klimat-förnybarhets och energieffektiviseringsmål samt den svenska inriktningen för kärnkraften de kommande 20 åren gör att risken för att denna situation uppstår är låg.

Här följer andra resultat från känslighetsberäkningarna.

När förstärkningar i överföringsförbindelserna till våra grannländer (som görs i MARKAL-modellen) inte tillåts så påverkas exporten endast i en liten omfattning. Om nuvarande exportmöjlighet begränsas påverkas däremot elpriset nedåt och därmed marginalkostnaden för elcertifikat uppåt.

Ett högre utsläppsriktpris påverkar marginalkostnaden för elcertifikat tydligt nedåt och tvärtom vid ett lägre utsläppsriktpris. Variationer av utsläppsriktpriset kan också påverka sammansättningen av elproduktionen inom elcertifikatsystemet. Vid det lägre utsläppsriktpriset blir torv mer lönsamt som bränsle i kraftvärmeverk, vindkraft blir också mer lönsamt jämfört med kraftvärme.

Högre "marginalkostnad för elcertifikat" pga. lägre elpriser på elmarknaden ges vid ett lägre elbehov givet att produktionsmålet ligger kvar, detsamma gäller när förnybar elproduktion i våra grannländer antas öka i samma relativa omfattning som den svenska ambitionshöjningen från 17 till 25 TWh, cirka 60 TWh. En förändring av utbudet av el med cirka 7 TWh som illustrerar att effekt- och tillgänglighet inte ökar i de svenska kärnkraftverken är en för liten mängd för att påverka elpriset och därmed ges inte någon effekt på marginalkostnaden för elcertifikat av denna förändring i modellen.

6 Elkundens kostnad

- Givet ett pris 350 kr per elcertifikat så kommer ambitionshöjningen inte nödvändigtvis leda till att elkunden betalar mer än i dag, utan istället uteblir den kostnadsminskning som den gamla kvotkurvan hade gett upphov till. Detta eftersom stödet till förnybara anläggningar hade minskat, i och med utfasningen av gamla anläggningar.
- Elkundens kostnad för elcertifikat idag och i framtiden påverkas dels av kvotnivån och dels av elcertifikatpriset. Den ökade ambitionsnivån påverkar kvoterna från år 2013 till 2035 och därmed har konsekvenser för elkunder beaktats under dessa år. Även perioden 2013 till 2020 har beräknats.
- Hittills har den bedömda kostnaden för elcertifikat varierat mellan 2 och 8 öre/kWh el inkl moms. Trenden har varit en uppåtgående kostnad. De gällande kvoterna kommer däremot att sjunka kraftigt efter år 2013 och ge en genomsnittlig kostnad för elkunden på mellan 1,4 – 3,9 öre/kWh mellan år 2013 – 2035.
- De föreslagna kvoterna till följd av ambitionshöjningen är i genomsnitt 5,2 procentenheter högre under perioden 2013-2035 jämfört med de kvoter som gäller idag. Beräknat utifrån dagens elcertifikatpris på 350 kr blir den genomsnittliga kostnadsökningen för en elkund i intervallet 1,1 – 5,3 öre/kWh.
- Ambitionshöjningen beräknas totalt att ge en genomsnittlig total ökad kostnad på mellan 0,8 – 2,8 miljarder kronor per år exkl moms.
- Om perioden anges från 2013 till 2020 blir kostnadsintervallet något högre. En del av den ökningen hänger dock samman med en höjning av kvotnivån som troligen hade gjorts även om ambitionen 17 TWh skulle ligga kvar.
- Beräkningar med Konjunkturinstitutets modell indikerar att kostnadsökningen blir relativt sett större för dem som bor i glesbygd. Skillnaden mellan inkomstgrupper beror på var man bor, men är överlag relativt liten.
- I samtliga beräkningar har inte effekter av ett dämpande elpris inkluderats. Den slutliga kostnaden för elkunden ligger därför lägre än den redovisade.

6.1 Inledning

I det här kapitlet beräknas kostnaden för elkunden till följd av att kvotnivån höjs. Beräkningar görs också med olika nivåer för elcertifikatpriser. Den slutliga kostnaden för elkunden påverkas också av att elpriset förväntas gå ner. Denna effekt har dock inte inkluderats i beräkningarna. Vi har inte kunnat kvantifiera hur stor den långsiktiga elprisdämpande effekten är. För att göra det krävs en omfattande analys som täcker den nordeuropeiska elmarknaden. Det har inte varit möjligt att göra en sådan analys inom ramen för detta uppdrag.

6.2 Den kvotpliktiga elanvändningen – perspektivet elkunden

I tabellen nedan visas hur användningen av kvotpliktig el ser ut. Den största volymen används inom sektorn bostäder och service och inom den icke elintensiva industrin. En mindre mängd används inom transport- och fjärrvärmesektorn. Den elanvändning som inte är kvotpliktig utgörs främst av el som har använts i den industriella tillverkningsprocessen inom den elintensiva industrin och som godkänts av Energimyndigheten för undantag av kvotplikt²¹.

Tabell 1 Kvotpliktig elanvändning inom olika sektorer år 2008

Sektor	Andel av kvotpliktig elanvändning
Bostäder	45 %
varav elvärme	16 %
varav drift	8 %
varav hushållsel	21 %
Service	29 %
varav elvärme	4 %
varav drift	23 %
varav övrig service	2 %
Jordbruk	2 %
Skogsbruk	0 %
Bygg	1 %
Kvotpliktig industri	17 %
Transporter	3 %
Fjärrvärme	3 %
Total kvotpliktig elanvändning	100 %

Källa: Energimyndigheten

²¹ Övrig elanvändning som inte är kvotpliktig är: el som matats in på elnätet i syfte att upprätthålla nätets funktion (förlustel), el som en elleverantör har levererat till en elanvändare utan ersättning i enlighet med ett avtal om intrångsersättning (frikraft), el som en elanvändare själv har producerat med en generator om högst 50 kW och använt samt el som har använts i produktionen av el (hjälpkraft).

I del 1 i Energimyndighetens uppdrag att se över elcertifikatsystemet har den kvotpliktiga elanvändningen som år 2008 uppgick till 94,0 TWh räknats upp till 96,2 TWh för att motsvara ett år med normala temperaturer och nytt regelverk för elintensiv industri. Höjningen till 96,2 TWh beror både på en anpassning av året mot ett temperaturmässigt normalt år (1,5 TWh) och det nya regelverket för elintensiv industri (0,6 TWh). Energimyndighetens bedömning är att det elintensiva undantaget blir cirka 0,6 TWh lägre, totalt cirka 41 TWh, jämfört med tidigare undantag till följd av att ett nytt regelverk²² infördes från och med den 1 januari 2009.

6.2.1 Elkunderna i de olika sektorerna

Här beskriv främst bostadssektorn och industrin.

Av den totala kvotpliktiga elanvändningen utgörs knappt 80 % av el som används inom sektorn *bostäder, service mm*. I tabell 1 redovisas använd el i bostadssektorn för år 2008.

Aktörerna (elkunderna) utgörs av ägare till småhus, hyresgäster och ägare till flerbostadshus, hyresgäster och ägare till lokaler och ägare till jordbruksfastigheter. I *småhusen* går cirka 40 % av den använda elen till den huvudsakliga uppvärmningen. El används också till cirkulationspumpar, hushållsel och i vissa fall komfortvärme. Elkunden (hushållsägaren) får oftast en egen faktura på den använda elen. För radhusägare finns ofta ett gemensamt uppvärmningssystem, samt elanvändning i gemensamma utrymmen som tvättstuga, för utomhusbelysning etc., vilket innebär att elkostnaden ingår i avgiften till föreningen. Hushållselen mäts oftast i separata elmätare vilket innebär att ägaren av radhuset får egna fakturor för den elanvändningen. I *flerbostadshus* används el till hushållsel, elvärme, el till värmepumpar och driftel (hissar, tvättstugor, cirkulationspumpar etc.). Hushållen står i majoriteten av fallen för kostnaden för sin egen hushållsel och mätare finns oftast på lägenhetsnivå. Det finns dock även t ex bostadsrättsföreningar som står för hela kostnaden för elen, och hushållen betalar sin del via avgiften till föreningen. För *lokaler* råder i stort sett samma förhållande som för flerbostadshus skillnaden är här att elkunden utgörs av ett företag eller en organisation som hyr en lokal. En *jordbruksfastighet* består av både bostadshus och verksamhet, kostnaden betalas av ägaren till fastigheten.

Cirka 17 % av den kvotpliktiga elen används inom *industrin*. Den största delen av den kvotpliktiga elanvändningen sker inom verkstadsindustrin (35 %) och den näst största användaren av kvotpliktig el inom industrin är livsmedelsindustrin (10 %). Andra branscher som står för en relativt stor andel (6-7 % respektive) av den kvotpliktiga elanvändningen är gruvindustrin, kemiindustrin, metallverk och trävaruindustrin.

²² Proposition 2008/09:09 Ändringar i lagen (2003:113) om elcertifikat

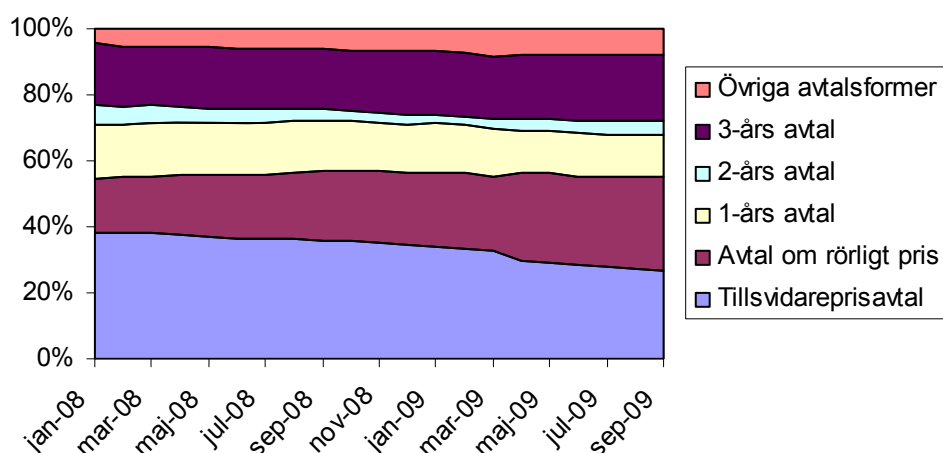
Den kvotpliktiga elen inom industrin används till mekanisk bearbetning, fläktar, pumpar, kompressorer, belysning, svetsning mm. Mekanisk bearbetning kan t ex omfatta omrörare, formpressning och sågning. Eldrivna ugnar, transportband och liknande är andra exempel på viktig icke-kvotpliktig elanvändning.

6.2.2 Hur möter elkunden kostnaden för elcertifikatsystemet

Sedan lag (2003:113) om elcertifikat ändrades från 1 januari 2007 är elcertifikaten en del av det avtalade elpriset som kunden tecknar sig för. Ändringen följde därmed den rekommendation som Energimyndigheten gav i översynen från år 2004. En annan ändring som gjordes efter den förra översynen var att kvotplikten flyttades från slutanvändaren till elleverantören. Att flytta kvotplikten från slutanvändaren till elleverantören ansågs inte i sig innebära någon stor förändring av systemet. Skälet till förändringen var att det skulle ge en starkare drivkraft till effektivisering och minskade kostnader för systemet. När leverantörens kostnad för kvotplikten integreras i elpriset kan elanvändare lättare jämföra olika leverantörers elpriser och mer långsiktiga, fasta avtal kan träffas, som ger elanvändare större kontroll över den totala kostnaden för elanvändningen. Det innebär också att risken att en elleverantör konkurrerar med elpriset, men subventionerar sänkningar av elpriset genom att ensidigt bestämma en högre ersättning för hanteringen av kvotplikten, undanröjs.

Det finns idag ingen officiell redovisning av elleverantörers kostnad för elcertifikaten. För att få reda på kostnaden för elcertifikaten kan kunden vända sig direkt till elleverantören (bör framgå av avtalen som elleverantören har). På Energimarknadsinspektionens webbplats²³ finns dock alla elleverantörers gällande priser på el (detta gäller avtal för fast elpris, rörligt elpris, tillsvidarepris och miljöavtal). I det redovisade elpriset ingår kostnaden för elcertifikaten. Denna kostnad redovisas inte separata utan under rubriken "Påslag", där elleverantörens påslag plus elcertifikaten ingår. Den kostnad som tas ut mot slutkunden varierar förmodligen för en och samma elleverantör beroende på vilken typ av avtal som tecknas.

²³ <http://www.ei.se/elpriskollen/>



Figur 30 Utvecklingen av olika avtalsformer för el

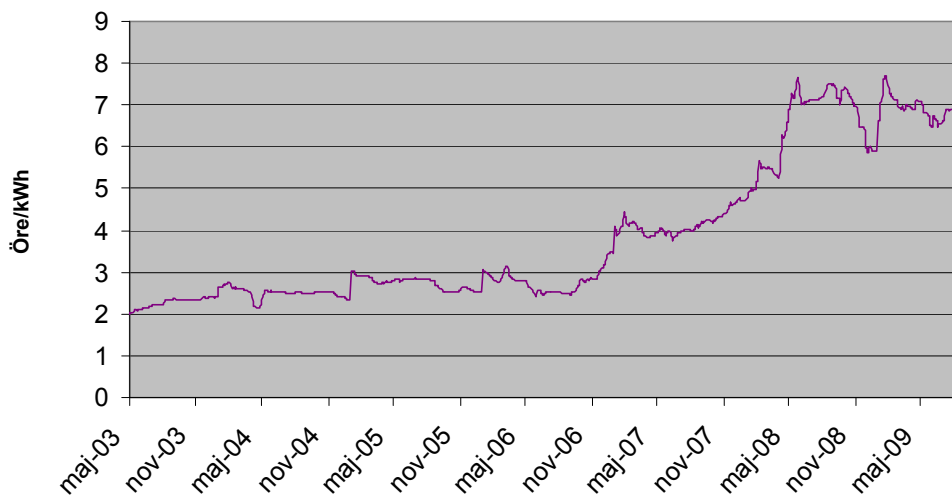
Källa: SCB, http://www.scb.se/Pages/TableAndChart___92219.aspx

Av SCB:s statistik framgår att 37 % av elavtalen i september 2009 är fastprisavtal på mellan 1 och 3 år. I fastprisavtalet har elleverantören och slutanvändaren avtalat om ett fast elpris. I detta fasta elpris ingår förutom kostnaden för elen också bl.a. den kostnad som elleverantören debiterar kunden för elcertifikaten. De avtalade elpriset gäller hela avtalsperioden i enlighet med de avtalsvillkor som finns för avtalet.

6.3 Kostnaden hittills för elkunden

Elcertifikatsystemet är alltså en kostnad för elkonsumenterna i och med att producenternas extra intäkt betalas av elkonsumenterna via elleverantörens faktura. Elkundens kostnad för elcertifikat kan delas upp i inköpskostnad, moms och transaktionskostnader hos elleverantörer. Den del av kostnaden som utgör elleverantörens transaktionskostnader såsom administration, löner, mäklararvoden, avgifter och riskkostnader har minskat för varje år. I de beräkningsexempel som följer har elleverantörens transaktionskostnader satts till 10 %. Historiskt sett har påslaget gått från 10 % till 5 % då effektiviteten ökat bland annat till följd av att kostnaden för elcertifikat blev en del av elpriset.

I tabellen nedan visas den uppskattade kostnaden för elcertifikat, per kWh el, för slutkunder från 1 maj 2003 när systemet startade till den 26 augusti 2009. Kostnaden har uppskattats genom att ta spotpriset på elcertifikat multiplicerat med kvoten för respektive år. Därefter har ett påslag om 10 % lagts till för administrativa kostnader. Till sist har också 25 % moms lagts på kostnaden. Observera att elcertifikat inte enbart handlas på spotmarknaden och att många kunder inte har rörligt pris och därmed kan en enskild kunds slutgiltiga kostnad variera. Kostnaden har hittills gått från 2 till 7,5 öre/kWh. Läggs de senaste månaderna till har priset stigit till 8 öre.



Figur 31 Uppskattad kostnad för elcertifikat (per kWh el) under åren 2003-2008

Källa: Svensk kraftmäklare, Energimyndigheten.

Anm. Värden saknas för hösten 2009

Den komponent som tydligast påverkar elkonsumentens kostnad för elcertifikatsystemet är elleverantörernas inköpskostnad som beror av marknadspriset på elcertifikat samt den lagstadgade kvoten som reglerar hur många elcertifikat som elleverantören ska köpa in per såld MWh. Det finns också ett samband mellan de båda komponenterna. Storleken på marknadspriset på elcertifikat kan påverkas av nivån på kvotplikten. Om ambitionen höjs kan marginalkostnaden för ny elcertifikatberättigad produktion stiga.

Några viktiga iakttagelser är att priset nästan fyrdubblats sedan systemet startade år 2003. Orsaken till höjningen beror till lika stor del på höjd kvot som på höjt elcertifikatpris då båda dessa dubblats under denna tid. På lång sikt och i ett historiskt perspektiv har alltså priset på elcertifikat och kvoterna betytt lika mycket.

På kortare sikt är priset på elcertifikat viktigare. Ett exempel är att på ett och ett halvt år, från slutet av år 2006 till mitten av år 2008, tredubblades kostnaden för konsumenter trots att kvoten endast ökade med 30 %. Överlag så ger inte den ökade kvoten upphov till några större toppar i konsumentens kostnad för elcertifikat. Detta beroende på att kvoten endast ökat mellan 5–20 % från år till år och på att elcertifikatkostnaden idag endast utgör mellan 4 och 6 % av totala elpriset.

6.3.1 Kostnaden för olika typkunder

Elkonsumenterna har indelats i olika typkunder, beroende på boendeform och årsanvändning samt olika typer av industriell verksamhet, för att illustrera elkonsumenternas kostnad för elcertifikat vid olika nivåer på kvotplikt och

elcertifikatpriser. I denna rapport används samma indelning av hushållskunder som Konsumentverket och SCB använder i sina analyser. För att illustrera effekterna för den kvotpliktiga industrin redovisas två typkunder för branscherna verkstadsindustri och livsmedelsindustri, där den största delen av den kvotpliktiga elanvändningen inom industrin sker.

Beräkningar redovisas för följande typkunder

- *Lägenhet*, årsanvändning 2 000 kWh el
- *Villa utan elvärme*, årsanvändning 5 000 kWh el
- *Villa med elvärme*, årsanvändning 20 000 kWh el
- Genomsnittligt företag inom *verkstadsindustri*²⁴, årsanvändning 2 400 MWh el
- Genomsnittligt företag inom *livsmedelsindustri*²⁵, årsanvändning 4 700 MWh el

Årskostnaden för elcertifikat var cirka 1 500 kr under år 2009 för en villaägare med elvärme med årsförbrukningen 20 000 kWh. Tabellen nedan visar att kostnaden för elcertifikat under år 2009 utgjorde cirka 5,5 % av totala kostnaden för el för villa med elvärme, 4,5 % villa utan elvärme och 4,1 % för en lägenhetskund. För de två typindustrierna utgjorde elcertifikatkostnaden cirka 6 % av den totala årskostnaden för el.

Tabell 2 Typkundernas kostnad för elcertifikat och totala elkostnad under år 2009 vid tecknande av 1-årsavtal under januari månad år 2009

	Årskostnad för elcertifikat ²⁶ och dess andel av total årskostnad för el		Total årskostnad för el inkl. nätavgift, skatt, moms och elcertifikat
	(kr)	(andel)	(kr)
Lägenhet 2 000 kWh	152	4,1 %	3 703
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	381	4,5 %	8 413
Villa med elvärme, 20 000 kWh	1 524	5,5 %	27 600
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	146 309	6,0 %	2 452 800
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	286 521	6,0 %	4 803 400

Källa: Energimyndigheten, SCB

²⁴ SCB:s energistatistik från 2005 och Energimyndighetens bearbetning ger att ett företag inom livsmedelsindustri i genomsnitt använder 2 400 MWh el och har ett genomsnittligt produktionsvärde på 69 miljoner kronor.

²⁵ SCB:s energistatistik från 2005 och Energimyndighetens bearbetning ger att ett företag inom verkstadsindustri i genomsnitt använder 4 700 MWh el och har ett genomsnittligt produktionsvärde på 60 miljoner kronor.

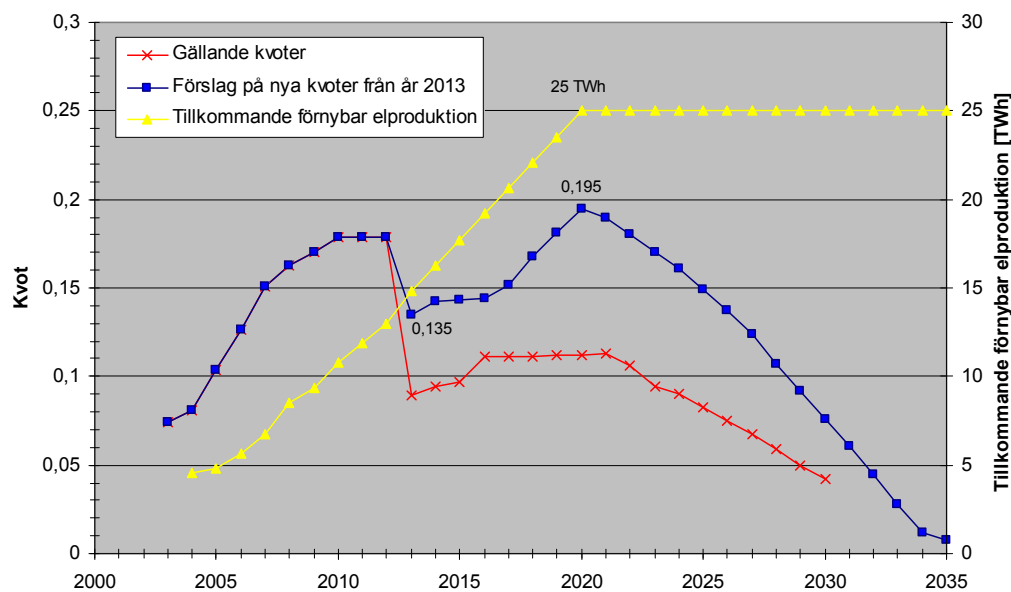
²⁶ Kostnad för elcertifikat, 7,6 öre/kWh inklusive moms, är beräknad utifrån marknadspris på 326 kr per elcertifikat januari 2009, moms 25%, kvotplikt 17% samt 10% transaktionskostnader hos elleverantör.

6.4 Hur påverkas kostnaden av en höjd ambitionsnivå

Energimyndigheten har i delredovisning 1 av uppdraget "att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet mm" föreslagit en justerad kvotnivå (nivå på kvotplikten) med syftet att ge en produktion av förnybar el på i nivå med 25 TWh till år 2020 istället för som tidigare 17 TWh till år 2016. Energimyndigheten föreslog en justering av kvoterna för år 2013 till och med år 2030 och nya kvoter för år 2031 till och med år 2035 för att uppnå en ökning av den förnybara elproduktionen i nivå med 25 TWh.

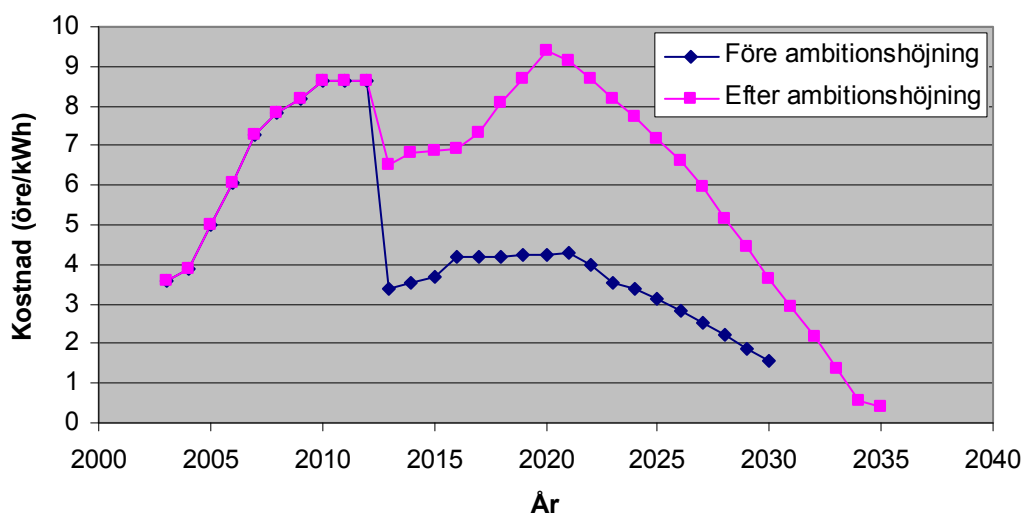
Ambitionshöjning kommer att påverka elkonsumenternas kostnad för elcertifikat i och med att nivån på kvotplikten kommer att höjas. Hur hög kostnaden för elkunden blir beror även på hur ambitionshöjningen påverkar priset på elcertifikat.

Det bör även noteras att hela höjningen för kvotkurvan inte beror på den ökade ambitionsnivån utan är till för att få bort ett växande överskott av elcertifikat. Denna justering hade behövt göras även om nuvarande ambitionsnivå på 17 TWh år 2016 hade behållits.



Figur 32 Gällande kvot åren 2003-2030 och förslag på nya kvoter åren 2013-2035

Källa: ER 2009:29 Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet m.m.,



Figur 33 Elkundens kostnad för elcertifikat år 2003-2035 uttryckt i öre per kilowattimme före respektive efter ambitionshöjning. Elcertifikatpriset antas vara 275 kr/st före ambitionshöjning och 350 kr/st efter en ambitionshöjning.

Källa: Energimyndigheten

I första figuren under avsnitt 6.4 beskrivs hur nuvarande och föreslagna kvotkurva ser ut. I figuren ovan har de två kurvorna beräknats ned till en kostnad för elkunderna. De båda kurvorna visar att det finns olika sätt att beskriva hur *den höjda kvotnivån* påverkar kostnaden för elkunden eftersom denna varierar med tiden.

Betraktat år för år så kommer stödet till gamla anläggningar att försvinna år 2012 – 2014 vilket ger mer än en halverad kostnad för kunden, givet samma elcertifikatpris. Även med en ökad kvotnivå, enligt den nya ambitionsnivån, kommer kostnaden att minska jämfört med idag. Den minskade kostnaden blir inte långvarig utan den nya kvotkurvan ökar tills den når en topp som är något högre än den topp som finns idag. På grund av att elcertifikat endast tilldelas anläggningar i 15 år kommer kvotnivån långsamt gå ned för båda kvotkurvorna men den höjda ambitionsnivån ger hela tiden en högre nivå och fortsätter dessutom fram till och med år 2035 medan nuvarande kvotnivå försvinner efter 2030. Givet samma elcertifikatpris som i dag kommer alltså kundens kostnad inte att bli mycket högre än kostnaden idag. Istället uteblir den förmodade minskade kostnaden till viss del.

Utifrån frågeställningen för denna rapport samt komplexiteten i de två figurerna ovan har några metoder att beskriva elkundens kostnad valts ut.

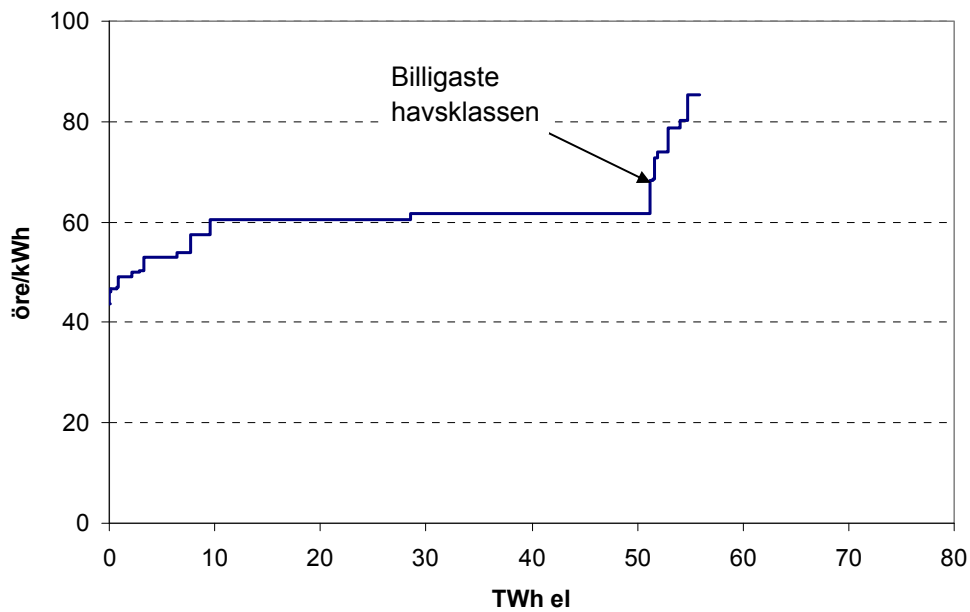
I beräkningarna har den nuvarande kvotkurvan (17 TWh till 2016) beskrivits genom att använda ett prisintervall som motsvarar de historiska elcertifikatpriserna på 150 – 400 kr per elcertifikat. Vi beräknar kostnaden vid tre olika prisnivåer; 150, 275 och 400 kr per elcertifikat. För den nya kvotkurvan har dagens pris på 350 kr per elcertifikat använts för att spegla att de nya kvoterna

bedöms ligga mer på dagens nivåer. För att få ett prisintervall som fångar in tänkbara genomsnittliga variationer har 200 kr lagts till och dragits ifrån från dagens certifikatpris. De tre prisnivåerna som studerats är 150, 350 och 550 kr per elcertifikat för ambitionshöjningen. Beräkningarna med MARKAL visade ett högre ”marginalkostnad för elcertifikat” vid ambitionshöjningen till 25 TWh, jämfört med om gällande kvotkurva skulle fortsätta användas. Förklaringen till det kan bland annat ses i figuren nedan där marginalkostnaderna för vindkraft visas i en utbudskurva. För att nå målet på 25 TWh år 2020 måste vi upp några steg på kurvan och därmed hamnar marginalkostnaden för förnybar elproduktion på en något högre nivå. Se mer i kapitel 5.

Sedan har tre olika beräkningar som visar kundens ökade kostnad studerats. Först vad kostnaden för en elkund blir över tiden för den ökade ambitionshöjningen givet prisintervallet 150 – 550 kr per elcertifikat. Det ger en uppfattning om vilken elcertifikatkostnad en elkund *faktiskt* kommer att se på sin faktura i framtiden. Sedan har skillnaden mellan den gamla och nya kvoten studerats där en *genomsnittlig* kvot använts för båda kurvorna mellan år 2013 – 2035. Det ger då ett mått på vilken *ökad* kostnad ambitionshöjningen ger elkonsumenten. Eftersom år 2035 ligger mycket långt fram i tiden har även samma genomsnittliga analys gjord även för perioden år 2013 – 2020. I de två sista fallen har exempel gjorts på vad olika typkunder får betala för elcertifikat under ett år beroende på om ambitionshöjningen genomförs eller inte.

Till sist har också ett extremfall analyserats där en elkunds kostnad år 2020 beskrivs, då kvoten är som högst, om elcertifikatpriset stiger upp till 1 000 kr. En sådan situation skulle kunna uppstå om det finns flaskhalsproblem vid utbyggnaden av exempelvis vindkraften i kombination med andra faktorer som ger höga kostnader. Eftersom den tekniska och ekonomiska potentialen för vindkraft är så hög som figuren nedan visar krävs det problem med tillståndsprocessen för utbyggnad eller nätanslutning för att en sådan flaskhals ska kunna uppstå. Mer om detta i kapitel 7.4.

I alla beräkningar ingår moms på 25 % och en administrativ avgift på 10 % om inget annat anges.

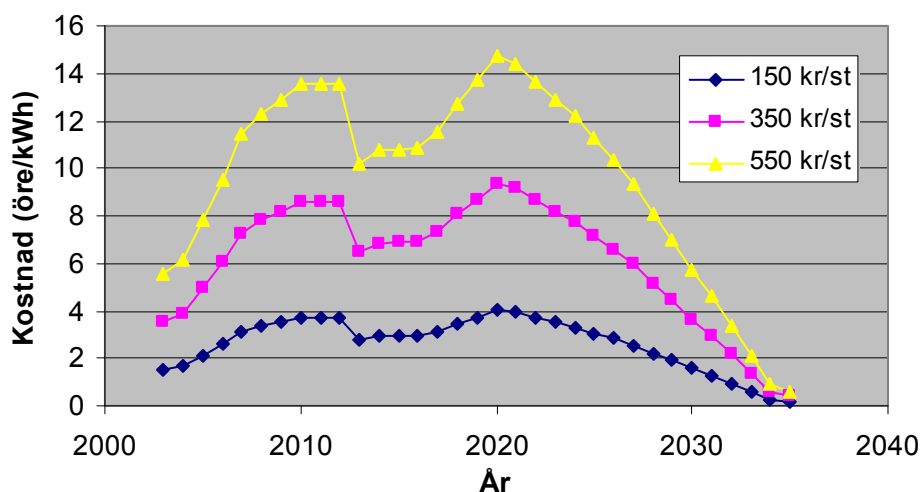


Figur 34 Utbudskurva för vindkraft i Sverige för modellår 2016 och framåt. Utbudskurvan förutsätter en real kalkylränta på 7%.

Källa: ELFORSK 2008, "Vindkraft i framtiden"

6.4.1 Elkundens kostnader per år

I figuren nedan visas kostnaden för en elkund med den nya kvotkurvan givet de tre prisintervallerna 150, 350 och 550 kr per elcertifikat. Det är omkring år 2020, när kvoterna är som högst, som priset för konsumenten kan bli högre än dagens nivå på runt 8 öre/kWh. Då kan priset hamna någonstans mellan 4 och 15 öre/kWh. En viktig iakttagelse är att det krävs ett högre elcertifikatpris än idag för att elkundens kostnad ska hamna på en nivå som är märkbart högre än idag.



Figur 35 Elkonsumentens kostnad för elcertifikat uttryckt i öre/kWh efter ambitionshöjning vid tre olika antagande om elcertifikatpris

Källa: Energimyndigheten

6.4.2 Genomsnittlig kostnadsökning under åren 2013-2035

Under åren 2013 till 2035 ligger de nuvarande kvoterna på i genomsnitt 0,07. I och med ambitionshöjningen hamnar istället den genomsnittliga kvotnivån på 0,122. Differensen mellan kvoterna blir därmed 0,052. Utifrån detta kan elkundens ökade kostnad på grund av ambitionshöjningen beräknas i Tabell 3. Några elkunders årliga kostnader är beräknade och indelas i enlighet med ovan som de fem typkunder

- 1 *Lägenhet*, årsförbrukning 2 000 kWh
- 2 *Villa utan elvärme*, årsförbrukning 5 000 kWh
- 3 *Villa med elvärme*, årsförbrukning 20 000 kWh
- 4 Företag inom *verkstadsindustri*- årsanvändning 2 400 MWh el och ett produktionsvärde på 69 miljoner kronor
- 5 Företag inom *livsmedelsindustri* - årsanvändning 4 700 MWh el och ett produktionsvärde på 60 miljoner kronor

Föreslagen ambitionshöjning ger, enligt Tabell 3 - Tabell 5, att det genomsnittliga priset för en elkund år 2013 till 2035 blir mellan 2,5 och 9,2 öre/kWh vilket kan jämföras med mellan 1,4 och 3,9 öre/kWh med nuvarande kvot under samma period. Den ökade kostnaden blir därmed mellan 1,1 och 5,3 öre/kWh.

Vidare visar Tabell 4 hur den genomsnittliga årskostnaden för en villaägare med elvärme och årsförbrukning 20 000 kWh/år ökar från 530 kr till 1 170 kr förutsatt ett medelhögt elcertifikatpris. I Tabell 5 ser vi istället hur ett högt elcertifikatpris ger en kostnadsökning från 770 kr till 1 845 kr. I dag kostar elcertifikaten, för samma typkund, cirka 1 500 kr per år.

Tabell 3 Typkundernas genomsnittliga årskostnad under perioden 2013-2035 före och efter ambitionshöjning med antagande om ett elcertifikatpris på 150 kr/st för ambitionshöjningen och 150 kr utan.

	Genomsnittlig årskostnad (kr)		
	Före ambitionshöjning Medelkvot 2013-2035 0,070 Elcertifikatpris 150 kr/st	Efter ambitionshöjning Medelkvot 2013-2035 0,122 Elcertifikatpris 150 kr/st	Ökad kostnad
Kostnad [öre/kWh]	1,4	2,5	1,1
Lägenhet 2 000 kWh	29	50	21
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	72	126	54
Villa med elvärme, 20 000 kWh	289	503	214
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	27 720	48 312	20 592
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	54 285	94 611	40 326

Källa: Energimyndigheten

Tabell 4 Typkundernas genomsnittliga årskostnad under perioden 2013-2035 före och efter ambitionshöjning med antagande om ett elcertifikatpris på 350 kr/st för ambitionshöjningen och 275 kr utan.

	Genomsnittlig årskostnad (kr)		
	Före ambitionshöjning Medelkvot 2013-2035 0,070 Elcertifikatpris 275 kr/st	Efter ambitionshöjning Medelkvot 2013-2035 0,122 Elcertifikatpris 350 kr/st	Ökad kostnad
Kostnad [öre/kWh]	2,7	5,9	3,2
Lägenhet 2 000 kWh	53	117	64
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	132	294	162
Villa med elvärme, 20 000 kWh	529	1 174	645
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	50 820	112 728	61 908
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	99 523	220 759	121 236

Källa: Energimyndigheten

Tabell 5 Typkundernas genomsnittliga årskostnad under perioden 2013-2035 före och efter ambitionshöjning med antagande om ett elcertifikatpris på 550 kr/st för ambitionshöjningen och 400 kr utan.

	Genomsnittlig årskostnad (kr)		
	Före ambitionshöjning Medelkvot 2013-2035 0,070 Elcertifikatpris 400 kr/st	Efter ambitionshöjning Medelkvot 2013-2035 0,122 Elcertifikatpris 550 kr/st	Ökad kostnad
Kostnad [öre/kWh]	3,9	9,2	5,3
Lägenhet 2 000 kWh	77	185	108
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	193	461	268
Villa med elvärme, 20 000 kWh	770	1 845	1 075
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	73 920	177 144	103 224
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	144 760	346 907	202 147

Källa: Energimyndigheten

6.4.3 Genomsnittlig kostnadsökning under åren 2013-2020

Ambitionshöjningen kan även studeras i ett kortare perspektiv. I detta avsnitt har den genomsnittliga kostnadsökningen studeras från året då kvoten ändras, år 2013, till året då målet med den nya ambitionshöjningen ska nås, 2020. Den genomsnittliga kvoten för dessa år är 0,105 före ambitionshöjningen och 0,158 efter. Skillnaden mellan de båda kurvorna blir därmed 0,053.

I detta kortare perspektiv medräknas även den kvotshöjning som Energimyndigheten föreslog den 1 oktober 2009 för de första åren med syftet att reducera det överskott av elcertifikat som har uppstått. Om inte ambitionshöjningen sker skulle kvoterna troligtvis ändå justeras för att nå målet 17 TWh år 2016. Det beror på att nuvarande kvotkurva inte bedöms ge 17 TWh då elanvändningen har varit lägre än vad som prognostiserades när kvotkurvan fastslogs. Slutsatsen blir att ambitionshöjningen som sådan inte är orsaken till hela den ökade kostnaden för elkunden. En uppskattning är att cirka 10 % av kostnaderna är kopplad till att nå den tidigare ambitionen 17 TWh. Det är framför allt under de första åren efter 2013 som det får betydelse för konsumenternas kostnad för elcertifikat. Ingen justering av kostnaderna i Tabell 6 - Tabell 8 har gjorts för att ta hänsyn till detta.

Utifrån Tabell 6 - Tabell 8 kan vi se att kostnaden för elkunden skulle ha legat på i genomsnitt 2,2 till 5,8 öre/kWh utan ambitionshöjningen. Med en ambitionshöjning blir den genomsnittliga kostnaden istället 3,3 till 11,0 öre/kWh. Kostnadsökningen blir därmed 1,1 till 6,2 öre/kWh. Vid ett medelhögt

elcertifikatpris visar Tabell 7 hur den genomsnittliga årskostnaden för en villaägare med elvärme och årsförbrukning 20 000 kWh/år ökar från 790 kr till 1 520 kr. I det högre kostnadsläget på elcertifikat som beskrivs i Tabell 8 ökar istället kostnaden från 1 160 kr per år till 2 400 kr per år.

Tabell 6 Typkundernas genomsnittliga årskostnad under perioden 2013-2020 före och efter ambitionshöjning med antagande om ett elcertifikatpris på 150 kr/st för ambitionshöjningen och 150 kr utan.

	Genomsnittlig årskostnad (kr)		
	Före ambitionshöjning Medelkvot 2013-2020 0,105 Elcertifikatpris 150 kr/st	Efter ambitionshöjning Medelkvot 2013-2020 0,158 Elcertifikatpris 150 kr/st	Ökad kostnad
Kostnad [öre/kWh]	2,2	3,3	1,1
Lägenhet 2 000 kWh	43	65	22
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	108	163	55
Villa med elvärme, 20 000 kWh	433	652	219
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	41 580	62 568	20 988
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	81 428	122 529	41 101

Källa: Energimyndigheten

Tabell 7 Typkundernas genomsnittliga årskostnad under perioden 2013-2020 före och efter ambitionshöjning med antagande om ett elcertifikatpris på 350 kr/st för ambitionshöjningen och 275 kr utan.

	Genomsnittlig årskostnad (kr)		
	Före ambitionshöjning Medelkvot 2013-2020 0,105 Elcertifikatpris 275 kr/st	Efter ambitionshöjning Medelkvot 2013-2020 0,158 Elcertifikatpris 350 kr/st	Ökad kostnad
Kostnad [öre/kWh]	4,0	7,6	3,6
Lägenhet 2 000 kWh	79	152	73
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	199	380	181
Villa med elvärme, 20 000 kWh	794	1 521	727
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	76 230	145 992	69 762
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	149 284	285 901	136 617

Källa: Energimyndigheten

Tabell 8 Typkundernas genomsnittliga årskostnad under perioden 2013-2020 före och efter ambitionshöjning med antagande om ett elcertifikatpris på 550 kr/st för ambitionshöjningen och 400 kr utan.

	Genomsnittlig årskostnad (kr)		
	Före ambitionshöjning Medelkvot 2013-2020 0,105 Elcertifikatpris 400 kr/st	Efter ambitionshöjning Medelkvot 2013- 2020 0,158 Elcertifikatpris 550 kr/st	Ökad kostnad
Kostnad [öre/kWh]	5,8	11,0	6,2
Lägenhet 2 000 kWh	116	239	123
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	289	597	308
Villa med elvärme, 20 000 kWh	1 155	2 390	1 235
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	110 880	229 416	118 536
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	217 140	449 273	232 133

Källa: Energimyndigheten

6.4.4 År 2020 - Ett extremfall

År 2020 når kvoterna sin högsta nivå och därmed finns ett behov av att visa konsumentens totala kostnad detta år. Utöver de 350 kr och 550 kr per elcertifikat har ett extremfall med 1 000 kr per elcertifikat lagts in. En sådan situation skulle kunna uppstå om det uppstår betydande flaskhalsproblem vid utbyggnaden av vindkraften i kombination med andra faktorer som ger höga kostnader. Se mer i kapitel 5.3. Sannolikheten för att en sådan hög nivå ska uppstå bedömer Energimyndigheten som mycket låg givet att betydande flaskhalsproblem kan förebyggas. En ventil som minskar denna risk är också att det finns möjlighet att bygga om befintliga biokraftvärmeanläggningar så att de får en ny tilldelningsperiod. Vissa befintliga biokraftvärmeverk kan också mycket snabbt ställa om produktionen till högre andel elproduktion och en högre biobränsleandel.

Extremfallet är inlagt för att visa hur hög kostnaden för elkunden skulle bli om elcertifikaten mot förmodan skulle ligga kvar på nivåer runt 1 000 kr. I detta exempel med höjd ambitionsnivå hamnar elkundens kostnad för elcertifikat inklusive moms på mellan 4 och 27 öre/kWh år 2020. Tabellen nedan visar hur årskostnaden för en villaägare med elvärme och årsförbrukning 20 000 kWh/år ökar från cirka 1 900 till 5 363 kr.

Tabell 9 Typkundernas årskostnad för elcertifikat år 2020 med en höjd ambitionsnivå och vid tre olika antaganden om elcertifikatpris

	Årskostnad för elcertifikat med en höjd ambitionsnivå (kr)		
	Kvot 0,195 år 2020 Elcertifikatpris 350 kr/st	Kvot 0,195 år 2020 Elcertifikatpris 550 kr/st	Kvot 0,195 år 2020 Elcertifikatpris 1 000 kr/st
Kostnad [öre/kWh]	9,4	14,8	26,8
Lägenhet 2 000 kWh	188	295	536
Villa utan elvärme, 5 000 kWh	469	737	1341
Villa med elvärme, 20 000 kWh	1 877	2 949	5 363
Verkstadsindustri, 2 400 MWh	180 180	283 140	514 800
Livsmedelsindustri, 4 700 MWh	352 853	554 483	1 008 150

Källa: Energimyndigheten

6.4.5 Certifikatprisets fördelningseffekter för hushållen

Certifikatprisets fördelningseffekter för hushållen har här analyserats med Konjunkturinstitutets allmänjämviktsmodell EMEC (Environmental Medium term Economic model). Det referensscenario som används för att analysera certifikatprisets fördelningseffekter överensstämmer med Energimyndighetens långsiktsprognos och utgår således från förutsättningar och ekonomisk utveckling som där gäller för 2020. Referensscenariot utgår från 2008 års energi- och miljöskatter men beaktar den beslutade sänkningen av koldioxidskatten för de handlande sektorerna till 7 öre för industri och kraftvärme och till 86 öre för övriga värmeanläggningar år 2010. Elcertifikatkostnaden för elkunden är i referensscenariot 5 öre/kWh och fördelningseffekterna studeras för de fyra alternativa kostnadsnivåerna 3,2, 7,5, 11,8 och 21,5 öre/kWh år 2020.

Energimyndigheten vill uppmärksamma på några saker. De olika prisnivåerna motsvaras av beräknade kostnader för elkunden då den högsta kvotnivån för år 2020 och för den nya ambitionsnivån på ”i nivå” med 25 TWh har använts. De beräknade kostnaderna är exklusive moms och inklusive en uppskattning av administrativa kostnader. Det stora prisintervallet utgörs dels av ett intervall som Energimyndigheten anser speglar tänkbara kortsiktiga prisvariationer för den nya ambitionsnivån (kvotkurvan) dels ett extremfall med ett mycket högt elcertifikatpris. Observeras bör också att beräkningarna inte inkluderar någon dämpning av elpriset som bedöms kunna ske när utbudet av elproduktion ökar. Resultaten bör därför tolkas som den maximala effekten (ökningen vid 25 TWh jämfört med 17 TWh) för elkunden av de olika kostnadsfallen. Troligen ligger slutkostnaden för elkunden något lägre.

I modellkalkylerna fördelas hushållen på sex grupper beroende på inkomstnivå och regional hemvist. Vi har hushållsgrupper med hög respektive låg inkomst som

bor antingen i storstad, andra urbana områden eller på landsbygden.²⁷ Fördelningseffekterna kommer främst att bestämmas av hur stor budgetandel som elanvändningen utgör för de enskilda hushållstyperna.²⁸ Om någon grupp har en proportionerligt större elanvändning kommer de att drabbas hårdare av höjda elkostnader. Till skillnad från en partiell analys av elmarknaden fångar en allmän jämviktsanalys både direkta och indirekta effekter på konsumtionen av en höjd elcertifikatkostnad. De senare är följd effekter som uppkommer när andra delar av ekonomin anpassar sig till ett förändrat konsumtionsmönster.

I figuren nedan presenteras hur de olika hushållsgrupperna påverkas vid tre olika höjningar och en sänkning av elcertifikatkostnaden från dagens 5 öre/kWh. En höjning av elcertifikatkostnaden skulle inverka negativt på konsumtionsutrymmet (här mätt som kompenserad variation²⁹) för samtliga hushållstyper. Denna inverkan på konsumtionen blir som väntat kraftigare ju högre elcertifikatkostnaden blir. Den negativa effekten förklaras inte enbart av att hushållens varukorg blir dyrare utan också av att det högre elpriset förändrar hushållens konsumtionsmönster. Det medför en strukturomvandling i modellkalkylerna som gynnar relativt lågproduktiva branscher vilket minskar BNP och därmed ger ytterligare en negativ effekt på hushållens konsumtionsutrymme. En sänkning av elcertifikatkostnaden verkar naturligtvis i en motsatt riktning i ovan diskuterade avseenden och skulle exempelvis öka hushållens konsumtionsutrymme. Effekterna på den årliga tillväxttakten i BNP är mycket små till följd av här studerade förändringar i elcertifikatkostnaden och rör sig som mest om någon hundra procent.

I det följande diskuteras enbart fördelningseffekterna av en höjd elcertifikatkostnad men ett motsvarande omvänt resonemang kan föras beträffande fördelningseffekterna vid en sänkt kostnad. Figuren nedan visar på en tydlig regional fördelningsprofil. Det är hushåll på landsbygden och i mindre orter som drabbas hårdast av en höjd elcertifikatkostnad. Exempelvis kommer låginkomsttagare på landsbygden att vidkännas en mer än dubbelt så stor minskning av sitt konsumtionsutrymme som låginkomsttagare i storstad. För att få en känsla för hur stora absoluta belopp effekterna innebär, kan man notera att en

²⁷ Hushållsindelningen har utgått från den som finns i SCB:s undersökning av hushållens utgifter (HUT) 1999-2001. Hushåll med hög respektive låg inkomst definieras utifrån deras årliga disponibla inkomst: "Låg" \leq 240 tkr < "Hög". Den regionala indelningen bygger på indelningen av kommuner i H-regioner (homogena regioner). "Storstad" utgörs av Stockholm, Göteborg och Malmö (H-regionerna 1, 8 och 9), "Urban" av stadskommuner (H-regionerna 3 och 4) och "Landsbygd" av tät- och glesbygd (H-regionerna 5 och 6).

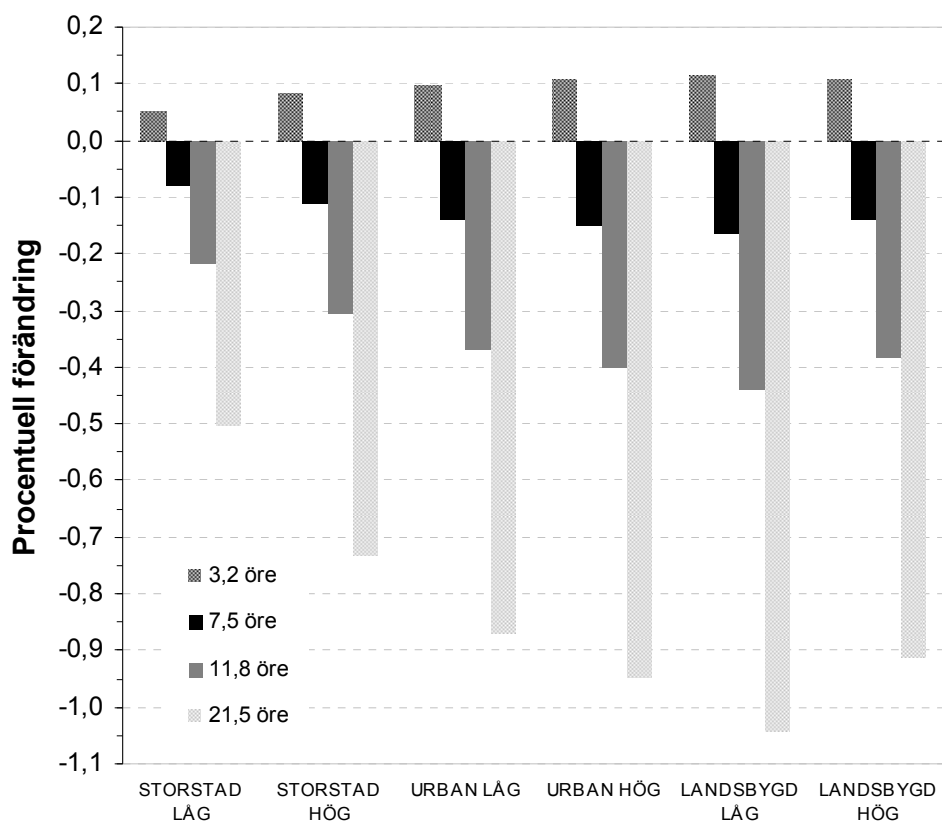
²⁸ Enskilda varors (till exempel elens) budgetandel är för modellens basår hämtade från nationalräkenskaperna (NR) 2002. Skillnader mellan hushållstyper i fråga om budgetandelar baseras emellertid på uppgifter från HUT 1999-2001 och på SCB:s statistik om kommunala energibalanser från 2002. Elkonsumtionen, som utgjorde 3,36 procent av hushållens totala konsumtionsutgifter för basåret, liksom konsumtionen av alla andra varor och tjänster påverkas av relativprisutvecklingen i modellens lösning för 2020. De är just resultaten av en sådan anpassning till förändrade relativpriser som rapporteras i föreliggande analys.

²⁹ Kompensationskravet för att acceptera en negativ förändring.

procent av den disponibla medianinkomsten år 2007 är cirka 2490 kronor.³⁰ Den regionala fördelningsprofilen kan delvis förklaras med att fjärrvärmens är vanligare i större städer och att en större andel av befolkningen bor i flerbostadshus inne i stads kärnan. Fördelningseffekterna för inkomstgrupper är inte lika entydiga som för regioner. I storstad och andra urbana regioner missgynnas höginkomsttagarna relativt mer än låginkomsttagarna medan förhållandet är det omvända mellan hushåll i urbana regioner och hushåll på landsbygden. En rimlig förklaring till att höginkomsttagare i städer påverkas mer än låginkomsttagare är att inkomsten är korrelerad med storleken på hushållens bostadsyta samt huruvida ett hushåll har ett fritidshus.

En förklaring till att låginkomsthushåll på landsbygden drabbas hårdare än höginkomsthushåll kan vara att bostadsytan möjligen inte är lika starkt korrelerad med inkomst på landsbygden som i mer tätbefolkade regioner. Exempelvis kan man förvänta sig att det stora flertalet låginkomsthushåll i storstäderna bor i lägenheter, men att de allra flesta bor i villor på landsbygden. Det innebär att elanvändningen kommer att utgöra en större budgetandel hos låginkomsthushåll på landsbygden jämfört med låginkomsthushåll i urbana områden och höginkomsthushåll på landsbygden. Det kan också vara så att inkomsten är en avgörande faktor till ett hushålls möjligheter att substituera bort från dyra uppvärmningsformer som till exempel direktverkande el. Detta i kombination med frånvaron av fjärrvärmealternativet kan vara en förklaring till varför låginkomsttagare på landsbygden drabbas hårdast av en höjd elcertifikatkostnad.

³⁰ Inkomsterna varierar emellertid mellan de olika hushållstyperna. De är högre i urbana områden och lägre på landsbygden.



Figur 36 Elcertifikatkostnadens fördelningseffekter som procentuell förändring av konsumtionsutrymmet (5 öre/kWh utgör referenspunkt)

Anm: Resultaten inkluderar inte eventuella elprissänkningar som kan förväntas ske vid en utbyggd elproduktion. Resultaten är därför att betrakta som maximala effekter. Troligen ligger slutkostnaden för elkunden lägre.

6.5 Sammanfattning

Elkunden möter kostnaden för elcertifikatsystemet genom den del av elpriset som utgörs av elleverantörens kostnad för kvotplikten. De elkunder som använder en stor andel av den kvotpliktiga elen finns inom sektorn bostäder och service och använder el till uppvärmning och hushållsel/driftel.

Elkundens kostnad för elcertifikat idag och i framtiden påverkas dels av kvotnivån, dels av elcertifikatpriset. Den ökade ambitionsnivån påverkar kvoterna från år 2013 till 2035 och därmed har konsekvenser för elkunder framförallt beaktats under dessa år. För att belysa kostnaderna i en närmare framtid har också år 2013 – 2020 studerats närmare.

Hittills har kostnaden för elcertifikat varierat mellan 2 och 8 öre/kWh el, inkl moms. Trenden har varit en uppåtgående kostnad. De gällande kvoterna kommer dock att sjunka kraftigt efter år 2013 och ge en genomsnittlig kostnad för elkunden på mellan 1,4 – 3,9 öre/kWh mellan år 2013 – 2035.

De föreslagna kvoterna till följd av ambitionshöjningen är i genomsnitt 5,2 procentenheter högre under perioden 2013– 2035 jämfört med de kvoter som gäller idag. Jämfört med att behålla dagens kvotkurva skulle den *ökade* kostnaden för konsumenten i genomsnitt bli mellan 1,1 – 5,3 öre/kWh. Under åren 2013 – 2020 kommer ambitionshöjningen ge kunden en ökad kostnad på i genomsnitt 1,1 – 6,2 öre/kWh.

Ambitionshöjningen beräknas totalt att ge en genomsnittlig ökad kostnad på mellan 0,8 – 2,8 miljarder kronor per år, exkl moms. Avser hela perioden 2013-2035.

År 2020 kommer den nya kvotkurvan att nå sin maximala nivå på 0,195. Om detta skulle sammanfalla med ett extremt högt elcertifikatpris på 1 000 kr skulle kostnaden för en elkund kunna bli 27 öre/kWh inkl moms. En sådan situation skulle kunna uppstå om det finns betydande flaskhalsproblem vid utbyggnaden av vindkraften tillsammans med andra faktorer som ger höga kostnader för certifikatberättigad elproduktion. Givet att utbyggnaden kan ske utan betydande flaskhalsproblem är sannolikheten för att en sådan hög nivå ska uppstå mycket låg.

En slutsats är att givet ett prisintervall på 150 – 550 kr per elcertifikat så kommer den genomsnittliga kostnaden för elkunden år 2013 – 2035 (2,5 – 9 öre/kWh) att hamna i samma storleksordning som dagens kostnad (år 2009) på cirka 8 öre/kWh. Beräknas kostnaden för intervallet 2013 – 2020 så blir kostnadsintervallet 3,3 – 11 öre/kWh.

Beräkningar med Konjunkturinstitutets modell indikerar att kostnadsökningen blir relativt sett större för de som bor i glesbygden. Skillnaden mellan inkomstgrupper beror på var man bor, men är överlag relativt liten.

7 Elcertifikatmarknaden - behov av åtgärder som skyddar mot höga kostnader och mot låga stöd

- Vid en marknadslösning måste prisvariationer accepteras liksom det måste accepteras att kostnaden långsiktigt påverkas om ambitionen med systemet höjs.
- Energimyndigheten anser att en utvidgning av marknaden, till exempel med Norge, skulle förbättra marknadens funktionalitet.
- Mot bakgrund av de beräkningsresultat som redovisas i kapitel 5 anser Energimyndigheten att det finns en risk för att priset stiger oskäligt högt om utbyggnaden av vindkraft hindras.
- Den tydligaste riskfaktorn för höga priser anser Energimyndigheten är om tillståndsprocesserna för utbyggnad av vindkraft inte fungerar effektivt. Det gäller både tillstånd för etablering, nätutbyggnad och för att ansluta till elnäten.
- Energimyndigheten föreslår därför att tillståndsprocessen för etablering av ny förnybar elproduktion följs upp årligen. Det bör också snarast göras en översyn över processerna för nätanslutning/nätförstärkning/nätutbyggnad till följd av den höjda ambitionen i elcertifikatsystemet, med syftet att dessa ska fungera effektivt.
- Energimyndigheten bedömer att den höjda ambitionsnivån gör att det inte är troligt med låga certifikatpriser. Något golv för priset på elcertifikaten behöver därför inte införas.
- Energimyndigheten gör bedömningen att de nackdelar som finns med att införa ett fast tak för kvotpliktsavgiften är större än fördelarna. Vår bedömning är att de redovisade åtgärderna ovan är de mest väsentliga för att skydda konsumenterna mot höga elcertifikatpriser.
- Energimyndigheten anser att nästa kontrollstation utgör en ytterligare skyddsmekanism för alltför höga respektive låga priser. Arbetet med denna bör påbörjas i god tid så att eventuella justeringar av kvotnivån kan göras senast den 1 januari 2015. I bedömningen av om en justering behövs ska både investerarna i elcertifikatberättigad elproduktion samt elkunderna beaktas.
- I det fortsatta arbetet kommer en utvidgad marknad med Norge att analyseras. Om analysen leder till ändrade förutsättningar så kommer Energimyndigheten återigen att beakta både investerarna och elkunderna.
- Energimyndigheten avser att slutligen slå fast om det behövs ytterligare åtgärder som skydd för elkonsumenten till redovisningen den 15 maj.

7.1 Marknaden för elcertifikat

En effektiv styrning bör ge en stödnivå som är tillräckligt hög för att generera investeringar i förnybar elproduktion samtidigt som kostnaden hålls nere så mycket som möjligt för elkunden som via elleverantören får betala en elcertifikatavgift. Priset på elcertifikat bör alltså ligga tillräckligt högt men inte för högt. Elcertifikatsystemet utgör en marknadsbaserad styrmedelslösning. En marknad karakteriseras av varierande priser och det är priset som ska styra fram den produktion som efterfrågas enligt den lagstadgade kvotnivån (kvotplikten). I den bemärkelsen måste man acceptera att priserna varierar kortsiktigt men också att pristrenden kan stiga när ambitionsnivån för systemet höjs.

Utvecklad marknadsfunktion

Elcertifikatmarknaden är liten, d.v.s. den omsatta handeln är totalt sett låg. Elcertifikaten kan ännu inte handlas på en börs, kan inte clearas och har ingen derivatmarknad. I elcertifikatmarknaden finns för närvarande bara naturliga aktörer, d.v.s. företag som erhållit elcertifikat p.g.a. sin förnybara produktion och kvotpliktiga. Än så länge saknas spekulanter och externa investerare. Samtliga dessa faktorer visar att elcertifikatmarknaden är begränsad om man relaterar till hur en optimal råvarumarknad bör fungera.

Elcertifikatsystemet är dock inte någon råvarumarknad utan ett av staten infört styrmedel. Styrmedlet kan därmed uppnå sitt mål att ge förnybar elproduktion även om marknaden inte är optimalt effektiv. En hög grad av kostnadseffektivitet kräver dock en fullständig konkurrens på marknaden. Energimyndigheten har i detta uppdrag inte haft uppgiften att utvärdera elcertifikatsystemets kostnadseffektivitet. Marknaden har dock hittills skapat ett pris på elcertifikat som i nuläget tillsammans med elpriset i genomsnitt ligger i nivå med marginalkostnaden för landbaserad vindkraft. Systemet har också i situationer med överskott av elcertifikat lett till sjunkande priser och stigande priser vid situationer med underskott. Andra mål som finns uppsatta för systemet är att det ska vara teknikneutralt och inte behöva stöd från statskassan.

Energimyndigheten anser att elcertifikatsystemets marknadsmässiga funktionalitet skulle förbättras om marknaden utökas och blir större. Exempelvis att Norge och Sverige bildar en gemensam elcertifikatmarknad. Energimyndigheten anser också att det skulle ge en förbättrad situation om ett clearinghouse etableras om elcertifikatmarknaden utvidgas. Det är dock upp till marknadens aktörer att besluta om en sådan möjlighet.

Här beskrivs de egenskaper som gör att en råvarumarknad är väl fungerande. Exempel på egenskaper som brukar värderas vid bedömning av hur en marknad fungerar är likviditet, transparens, en diversifierad aktörsbas och förutsägbarhet.

- **Likviditet:** antalet omsatta kontrakt av underliggande kontrakt. Ett mått eller riktmärke för en marknad med tillfredställande likviditet anses vara kvoten mellan omsättningen av kontrakt och utgivna kontrakt. Man mäter således hur

- **Transparens:** att informationen om marknaden är lättillgänglig för alla aktörer och relativt enkel att förstå. Var, hur och när man kan få tillgång till priset på råvaran och den handlade marknaden. Det är också viktigt att marknaden har klart definierade öppettider och att ett köp- och säljpris alltid är tillgängligt. Priset skall ha en klart definierad publikationskälla (en börs, ett index, en mäklare som publicerar ett prisbrev etc.). Ett tecken på transparens kan vara att kontraktet handlas på en börs och att det kan clearas genom ett clearinghus. Ett clearinghus går emellan köparen och säljaren och tar över kreditrisken vilket underlättar för många aktörer att vara aktiva på marknaden. Antalet mäklare kan också vara en viktig faktor. Generellt ökar dessutom likviditeten om kontraktet handlas på en börs, clearas och mäklas genom ett flertal mäklare. Produkten bör även ha en klart definierad forwardkurva och optimalt skall kontraktet kunna handlas 5 år framåt i tiden.
- **En diversifierad aktörsbas:** att det finns en rad olika aktörerna på marknaden som vill eller behöver avlasta risk som är förknippad med råvaran. Producenter och konsumenter är uppenbara ”tvingade” aktörer, men för att få högre likviditet bör även andra aktörer vara aktiva såsom spekulanter som är aktiva endast för att investera i en uppgång eller ett fall i priset eller prissäkrande aktörer (eller hedgers) som använder sig av marknaden för att säkra ett kassaflöde.
- **Förutsägbarhet:** att det skall gå att någorlunda enkelt kunna analysera prissättningen på marknaden och att man skall kunna bygga prissättningsmodeller, exempelvis utbud/efterfrågemodeller. Inga prisrestriktioner bör existera, d.v.s. priset på kontraktet ska endast vara beroende av köparnas och säljarnas aktivitet och inget annat. Helst skall en marknad inte vara beroende av politiska beslut, eller i alla fall så få som möjligt.

7.2 Åtgärder för att skydda elkunden från höga kostnader och investeraren från låga stöd

I samband med att ambitionen i elcertifikatsystemet har höjts bl.a. som ett sätt att nå det förnybarhetsmål på 49 % som Sverige åtagit gentemot EU så ingår i Energimyndighetens uppdrag att överväga om det behövs någon/några åtgärder för att skydda elkunden mot för höga kostnader och investeraren mot för låga elcertifikatpriser (stöd). Mer specifikt ingår i Energimyndighetens uppdrag att överväga om ett fast tak för kvotpliktsavgiften bör införas liksom om det finns skäl att på nytt införa ett sätt att garantera investerarna intäkter i det fall elcertifikatpriset kraftigt skulle sjunka (ett golvpris). Detta ska göras till den 4 januari 2010.

I en senare delredovisning (15 maj) ska Energimyndigheten även överväga andra åtgärder som syftar till att motverka kraftigt höjda kostnader för elkunden. Särskilt utpekad i uppdraget är åtgärden att på sikt överväga att fördela kostnaden på ett större antal kunder, dock med beaktande av svensk industrins konkurrenskraft.

I Energimyndighetens uppdrag står också att begränsningar i infrastrukturen såsom el- och fjärrvärmenäten och möjligheten att få tillstånd kan leda till att investeringar försenas och att det då finns en risk att priset på elcertifikat ökar kraftigt.

I kapitel 5 analyseras vad som kan ge kraftigt ökade ”marginalkostnader för elcertifikat”. En slutsats som dras är att den produktion som förväntas styras in genom elcertifikatsystemet till stor del består av landbaserad vindkraft och till en lägre andel består av biobaserad kraftvärme och mottryckskraft. Det är alltså en skillnad jämfört med hur det hittills har sett ut. En annan slutsats är att begränsningar i utbyggnaden av exempelvis vindkraft skulle kunna driva upp priserna på elcertifikat. Vår bedömning är därför att det är viktigt att infrastrukturen fungerar tillfredställande både när det gäller tillstånd för etableringen och för nätutbyggnaden.

Energimyndigheten vill samtidigt påminna om att det redan tidigare gjorts förändringar i det svenska systemet, som innebär en utfasning av anläggningar som byggdes före systemet och en begränsad tidslängd för stöd till nya anläggningar. Syftet är att sänka stödet till redan lönsam produktion och därmed kostnaden för elkunden. Eftersom merparten av nuvarande produktionen kommer från anläggningar som var i drift när systemet startade så innebär det att en stor del av nuvarande stöd försvinner till utgången av år 2012 medan resterande fasas ut vid utgången av år 2014. Totalt försvinner stödet till cirka 12 TWh förnybar el vilket motsvarade cirka 80 % av produktionen 2009. För nya anläggningar är stödperioden begränsad till 15 år.

7.3 Tak och golv

I regeringsuppdraget till Energimyndigheten ingår att analysera om det för att skydda konsumenterna mot höga elcertifikatkostnader bör övervägas att införas ett fast tak för kvotpliktsavgiften. Enligt uppdraget är en viktig utgångspunkt för utformningen att den inte ska ha en styrande effekt på prisbildningen. Det ska också analyseras om investerarens intäkter behöver garanteras.

7.3.1 Historik om kvotpliktsavgift och garantipris

I elcertifikatsystemet ska de kvotpliktiga köpa och annullera elcertifikat för att uppfylla sin kvotplikt. Om en kvotpliktig aktör den 1 april annullerar för få elcertifikat får aktören istället betala en kvotpliktsavgift per elcertifikat som saknas. Kvotpliktsavgiften är 1,5 gånger medelpriset på elcertifikat under perioden från och med den 1 april beräkningsåret till och med den 31 mars

påföljande år. Under elcertifikatsystemets två första år, 2003 och 2004, fick kvotpliktsavgiften inte överstiga 175 respektive 240 kronor per elcertifikat. Sedan 2005 finns det inte längre någon övre gräns för kvotpliktsavgiften.

Frånsett elcertifikatsystemets första år har kvotpliktsuppfyllanden i det närmaste varit 100 procent. Av de elcertifikat som skulle annulleras avseende 2003 års kvotplikt annullerades cirka 77 procent. Kvotpliktsavgifterna uppgick till drygt 180 miljoner kronor och det var elleverantörerna som stod för den största andelen av kvotpliktsavgiften. Bland dessa fanns både elleverantörer som hade tillräckligt med elcertifikat på sitt konto för att täcka sin kvotplikt och elleverantörer som för få elcertifikat för att täcka sin kvotplikt, det vill säga vissa aktörer bedömde det som mer fördelaktigt att hålla på elcertifikaten istället för att annullera för att uppfylla kvotplikten. Orsaken till denna bedömning kan inte inbart relateras till prisnivån eftersom elcertifikat under mars månad och under delar av 2003 kunde köpas till prisnivåer under kvotpliktsavgiftens övre gräns. Eftersom någon brist på elcertifikat inte heller förelåg på elcertifikatmarknaden den 1 april 2004 var det troligen spekulationsskäl som låg till grund för en del av besluten om att betala kvotpliktsavgift istället för att annullera elcertifikat.

Under åren 2004 och framåt har i princip samtliga elleverantörer valt att annullera elcertifikat för att uppfylla sin kvotplikt. Kvotpliktsavgiften har i genomsnitt legat på 6 miljoner kronor. De företag som har betalat kvotpliktsavgift är främst elintensiva företag som endast har kvotplikt på en liten del av sin elanvändning men även några producenter som producerar el som de själva använder. Att dessa företag inte köper elcertifikat kan förklaras med att de inte har tillräcklig kunskap inom sin organisation eller att den merkostnad som kvotpliktsavgiften innebär inte bedöms överskrida de kostnader som uppkommer för att administrera inköp av elcertifikat. Avseende 2008 års kvotplikt var det cirka 120 företag som betalade kvotpliktsavgift. Positivt är att trenden är att allt fler av aktörerna med låg kvotpliktig elanvändning väljer att köpa och annullera elcertifikat för att uppfylla sin kvotplikt.

När elcertifikatsystemet startade infördes en möjlighet att under åren 2004 till och med 2008 lösa in elcertifikat till ett garantipris. Alla certifikatberättigade producenter hade under 2004 rätt att lösa in de elcertifikat som tilldelades under år 2003 till ett garantipris på 60 kronor per elcertifikat. Garantipriset har successivt trappats ner till en nivå på 20 kronor per elcertifikat för de elcertifikat som utfärdades under år 2007. Numera finns det inte någon rättighet att lösa in elcertifikat till ett garanterat pris. Det är ingen producent som har utnyttjat rättigheten att lösa in elcertifikat till ett garantipris.

7.3.2 Från förra översynen

I Energimyndighetens översyn av elcertifikatsystemet år 2004 ingick att analysera om den kvotpliktsavgift som gällde åren 2003 och 2004 hade haft en styrande effekt på prispbildningen av elcertifikat. Vid översynen år 2004 skulle behovet av

en förlängning och förändring av takets utformning övervägas. En redovisning skulle ske av de långsiktiga effekterna av ett tak för kvotpliktsavgiften.

Energimyndigheten bedömde då att utvecklingen på elcertifikatmarknaden under perioden maj 2003 till och med februari 2004 visat att kvotpliktsavgiftens tak hade fungerat som en prisnorm och att det sannolikt till stor del berott på att elcertifikatpriset styrs av de kvotpliktigas alternativkostnad vilken utgjorts av kvotpliktsavgiftens tak. Kvotpliktsavgiftens tak är å andra sidan rimligen inte det enda som påverkat prisbildningen på elcertifikatmarknaden, vilket också slås fast i Energimyndighetens bedömning. Det sägs vidare ”att det med utgångspunkt i det som framkommit under utredningens gång kan finnas skäl att stärka marknadsfundamenta på elcertifikatmarknaden, exempelvis genom politiska utfästelser om framtida kvotnivåer i syfte att öka marknadsaktörernas tilltro till systemet och dess långsiktighet”.

Ytterligare skäl till att inte föreslå en fortsättning av den fasta kvotpliktsavgiften förra gången var att ”ett prisstyrande tak skulle begränsa prisets möjligheter att ge signaler till marknaden om hur den bör bete sig och därigenom verka begränsande för marknadens flexibilitet. De fördelar ett kvotpliktsavgiftstak skulle medföra ur kostnads- eller investeringssynpunkt går istället att uppnå inom ramen för det befintliga elcertifikatsystemet eftersom det går att säkra såväl långsiktiga kostnadsnivåer som stödnivåer genom att köpa och sälja elcertifikat på termin.”

7.3.3 Vad kan göra att en fast kvotpliktsavgift blir styrande för prisbildningen

I en marknad med relativt få marknadsdeltagare riskerar alla givna prisgränser för marknaden att bli normgivande. I en omogen marknad med få marknadsaktörer kan det skapas ett större utrymme för psykologiska drivkrafter för priset. Detta kan även sägas gälla för en relativt svåranalyserad marknad eller en marknad med få fundamentala prisdrivande faktorer. Desto färre faktorer att basera sin analys på, desto mer normgivande blir gränspriserna, exempelvis ett takpris. Eftersom elcertifikatmarknaden har en relativt sett låg likviditet kan risken öka för att gränsvärden blir prisdrivande. En marknad med få avslut mellan köpare och säljare kan ha högre sannolikhet att driva mot gränsvärden, då det handlade priset inte är givet och marknadsaktörer kan börja följa efter varandra, i ett flockbeteende.

Marknadsaktörernas tilltro till marknaden är av största vikt, och få eller inga aktörer uppskattar att en marknad begränsas. En lägre tilltro till marknaden kan leda till lägre likviditet, vilket är ett problem i sig för aktörerna men också som vi tidigare nämnde kan låg likviditet bli en prisdrivande faktor.

Ett takpris signalerar också för marknaden vad ett potentiellt pris kan vara. Varför skulle man vilja sätta ett tak på en viss nivå om man trodde att priset aldrig skulle nå den nivån? Denna potentiella nivå skulle därför rent psykologiskt kunna bli prisdrivande. Dessutom kan säljaren obegränsat spara sina certifikat då säljaren

inte är tvingad att uppfylla en kvot, vilket köparen är. Säljaren vet också att köparens alternativkostnad är 150 % av det genomsnittliga priset under året vilket kan påverka säljarens beteende. I detta fall skulle det kunna betyda att man inte väljer att sälja långt under avgiftsnivån. Vid införandet av ett tak skulle säljaren på ett liknande sätt kunna utnyttja detta alternativa pris som taket sätter. Under de första två åren användes ett pristak för den svenska elcertifikatmarknaden och priset under dessa år tenderade att driva mot taket. Om man jämför med andra länder där motsvarande certifikatsystem införts och där man använts sig av pristak har i vissa fall priset hamnat nära pristaket.

7.3.4 Internationellt

Många länder i Europa och runt om i världen har satt nationella mål för uppfyllande av en viss andel förnybar energi i elsystemet. En del av dessa länder har även infört elcertifikatsystem med handel av elcertifikat liknande det system vi har i Sverige. De länder som framförallt är intressanta att titta på är Storbritannien, Italien, Belgien och några stater i USA³¹.

Prisstabiliserande mekanismer i form av så kallad lånemöjlighet, utlåning, tak- och golvpriser etc. hanteras något olika från land till land. Nästan alla system har takpris. Konstruktionen är normalt den som tillämpades i Sverige åren 2003 och 2004, dvs. som en straffavgift. Det finns inget generellt belägg för att priset hamnar på takpriset, men om priset är lågt satt tenderar marknadspriset att hamna på eller i närheten av takpriset. Vissa system har golvpris men det är inte lika vanligt som takpris. Nästan alla system har en begränsad bankningmöjlighet, dvs. producenter och handlare sparar certifikat för framtida bruk. Det finns inte någon motsvarighet till den svenska modellen med obegränsad bankning. Inget av de studerade certifikatsystemen medger lånemöjlighet.

7.3.5 Bedömning av om fast kvotpliktsavgift bör införas nu

Fastställda tak- och golvpriser innebär ett stort ingrepp på en marknad. En central fråga är om en sådan lösning skulle bli pristyrande. En annan viktig fråga är om fördelarna övervägar nackdelarna.

Nedan beskrivs fördelar och nackdelar med framförallt takpris.

Fördelar

Tak- och golvpriser är exempel på prisstabiliserande åtgärder. En övre prisgräns skapar säkerhet för elkunderna medan den undre gränsen garanterar producenten ett minimipris. Takpriser kan förhindra att konsumenterna får betala mer för utbyggnaden än vad som anses rimligt samtidigt som samhällets kostnader inte blir för höga. Denna fördel är särskilt viktig om det är osäkert vilken kostnaden blir för den ambition (mängd förnybar elproduktion) som samhället satt upp. Denna fördel kan också uttryckas som att man med takpriser kan undvika att

³¹ Swecos rapport "STEM - Elcertifikat". 2009-11-23.

överkompensera producenterna och att därmed äventyra kostnadseffektiviteten i systemet.

Vindkraften är en teknik som förväntas ge ett betydande tillskott i perioden fram till år 2020. Begränsningarna har hittills orsakats av en besvärlig och långdragen tillståndsprocess snarare än av för låga ersättningsnivåer. Alltför höga ersättningsnivåer kan locka fram vindkraft med lokalisering i dåliga vindlägen men där det kan vara förhållandevis lätt att få nödvändiga miljötillstånd. En sådan utveckling skulle öka kostnaderna för en långsiktigt hög andel förnybar elproduktion.

Tak- och golvpriser kan ge säkrare planeringsförutsättningar för investerare. Här menas då att investerarna med större säkerhet vet inom vilka ramar stödet kommer att ligga.

Ett argument för ett pristak är att det innebär att en åtgärd införs för att hantera en situation där elcertifikatpriserna skulle rusa i höjden och stanna på en mycket hög nivå.

Nackdelar

Energimyndigheten anser att det inte kan uteslutas att en prisstyrande effekt uppstår och det skulle då kontinuerligt ge högre kostnader för elkunderna. Flertalet aktörer som lämnat synpunkter i samband med Energimyndighetens nu aktuella uppdrag är negativa till tak- och golvpriser. Det gäller såväl producenter som kvotpliktiga och handlare. Många hävdar att en prisreglering snarare skulle skapa osäkerheter och nya risker på marknaden än att minska dem.

Energimyndigheten drog i förra översynen slutsatsen att den fasta kvotpliktsavgiften som fanns när systemet introducerades kommit att fungera som en prisnorm. Denna bedömning delas av många av marknadsaktörer. De anser att det fasta pristaket under åren 2003 och 2004 bidrog till att dra upp priserna och etablera ett marknadspris på pristaksnivån. Om så är fallet skulle ett takprissystem omvandla det marknadsbaserade elcertifikatsystemet till ett mer ”feed-in”-liknande system. Det måste ses som en nackdel givet valet att ha ett marknadsbaserat stödsystem.

En av certifikatmarknadens brister är att handeln är liten. Det saknas aktörer på marknaden, andra än de som producerar och de som annullerar certifikat. Ett uttryck för detta är att certifikat vanligtvis handlas endast en gång innan det annulleras. Detta kan jämföras med handeln på Nordpool där omsättningen är fem till sju gånger större än de fysiska volymerna i systemet. En större omsättning med flera och nya typer av aktörer inblandade skulle förbättra certifikatmarknaden med en stabilare och mer förutsebar prisutveckling. Tak- och golvpriser skulle motverka eller hindra en sådan utveckling.

Den fördel som nämndes ovan att tak- och golvpriser kan ge säkrare planeringsförutsättningar för investerare kan också vara en nackdel då taket kan

bli hämmande för de tekniker som kostnadsmässigt ligger strax över det satta taket.

Det är inte givet på vilken nivå en fast kvotpliktsavgift ska ligga. Avgiften bör inte vara för låg för då ökar risken för att den blir prisstyrande. Även risken för att fler väljer att ta kvotpliktsavgiften ökar vid en för låg avgiftsnivå. Konsekvensen blir att det införs en osäkerhet för hur mycket produktion som kommer byggas. Den bör inte heller vara för hög för då minskar skyddet för elkunden. Osäkerheter kring de verkliga marginalkostnaderna ökar risken för att man sätter golven och taken på fel nivå. Eftersom investerarens totala intäkt utgörs av både elcertifikatstödet och elpriset så skulle en tänkbar utformning vara att utgå från denna kombination av intäkter. Det medför dock samtidigt att ytterligare en varierande variabel införs som komplicerar analysen kring var avgiftsnivån bör ligga.

Prisets funktion som informationsbärare riskerar att gå förlorad vid ett införande av ett takpris eftersom pristoppar kapas av vilka annars kan signalera ett temporärt underskott på marknaden.

Bland nackdelarna med att införa en prisreglering i form av tak- och golvpriser finns också en politisk principiell fråga. Investeringarna i förnybar elproduktion har gjorts utifrån det regelverk som finns. Stödsystemet som det är utformat har rimligen varit en viktig parameter. Många investeringar har gjorts under förutsättningen att det befintliga elcertifikatsystemet ska bestå i enlighet med riksdagsbesluten, låt vara med återkommande förändringar av nivån på kvotplikten. Direkta prisreglerande ingrepp i detta system skulle vara ett ingrepp i den avreglerade elmarknaden. En direkt prisreglering som ett tak- och golvprissystem bör därför införas först efter grundliga överväganden.

Tabellen nedan sammanfattar fördelar och nackdelar med ett takpris.

Tabell 10: Fördelar och nackdelar med ett tak på kvotpliktsavgiften (2009 års översyn)

Fördelar	Nackdelar
+ Konsumentskydd	– Det kan inte uteslutas att en prisstyrande effekt uppstår och därmed kontinuerligt innebära en högre kostnad för konsumenten.
+ Innebär att onödigt dyr elproduktion eller vindkraft i sämre vindlägen inte stimuleras	– Det är viktigt att utformningen av den fasta kvotpliktsavgiften görs så att den prisstyrande effekten minimeras. Det kommer inte vara självklart var nivån ska läggas för att både minimera risken för prisstyrning och samtidigt innebära ett tydligt skydd för konsumenten.
+ Säkrare planeringsförutsättningar i bemärkelsen att vetskapen om ungefär var stödnivån hamnar ökar.	– Ökar sannolikheten att den kvotpliktige aktören tar den fasta avgiften och därmed minskar utbyggnaden.
+ Lång period av höga priser kan skada tilltron till systemet eftersom staten då antagligen rycker ut.	– Motverkar en utveckling mot en större omsättning med flera och nya typer av aktörer inblandade .
+ I en situation då få producenter har möjlighet att sätta prisnivån kan ett tak vara att föredra.	– Det är svårt att avgöra var takpriset ska ligga för att det inte kan anses bli prisstyrande. Ett högt tak skyddar inte nödvändigtvis konsumenterna.
	– Takpriset kan hämma teknik som ligger ”nära” taknivån.
	– Om inte tydliga fördelar finns så bör inte ett marknadsbaserat system störas; sammanblandning feed-in /elcertifikat
	– Marknadens aktörer tydligt negativa.

Energimyndighetens syn på behov av stabiliserande åtgärder i Sverige

Situationen i Sverige skiljer sig nu från förra översynen då ambitionen i elcertifikatsystemet har höjts och det förväntas bli betydligt mer vindkraft som kommer in i systemet jämfört med vad som varit fallet hittills.

Vindkraften är den produktion som väntas ge det största tillskottet till elcertifikatsystemet. Potentialen för landbaserad vindkraft i goda vindlägen är stor i Sverige och teknikutvecklingen går framåt. Elproduktionen bör därför kunna byggas ut utan att stora prishöjningar behöver ske. Det är dock mycket viktigt att tillståndsprocesserna (både etablering och nät) fungerar och inte förhindrar nödvändig vindkraftsutbyggnad. Om tillståndsprocesserna fungerar är bedömningen att risken är liten för att priserna på certifikat skulle kunna nå mycket höga nivåer under de närmaste åren efter år 2012.

Fördelarna med ett pristak och ett prisgolv överväger inte nackdelarna. Risk finns att ett pristak skulle kunna vara prisstyrande bl.a. beroende på att marknaden har en relativt sett låg likviditet. Tidigare pristak för kvotpliktsavgiften tyder på att så kan vara fallet. Detta är dock inte självklart utan beror av systemets utformning och marknadsförutsättningarna. Den viktigaste faktorn är vilken nivå takpriset sätts på. Att sätta rätt prisnivå är dock inte helt enkelt.

Energimyndigheterna anser att det inte går att fastställa att ett pristak för kvotpliktsavgiften inte blir prisstyrande. En långsiktighet i energipolitiken är central. Ett pristak som inkluderar risken för att prisnivån anpassar sig efter taket gör att kostnaden över tid blir hög för elkunderna. En övergång till ett certifikatsystem med tak- och golvpris skulle störa elmarknaden och kunna störa bilden av en långsiktig och stabil energipolitik.

Vi har valt en marknadslösning i Sverige. Ett system med tak- och golvpriser riskerar att bli en hybrid mellan ett marknadsbaserat system och ett "feed-in"-system. Åtminstone om intervallet mellan tak och golv är smalt, eftersom det troligen förstärker de tendenser som finns till att takpriset etablerar prisnivån.

Syftet med ett tak – dvs. att skydda elkunden mot höga kostnader – bör i nuläget i första hand eftersträvas genom andra åtgärder. Myndigheten bedömer också att det med nuvarande ambition i elcertifikatsystemet inte finns stora risker för bestående höga priser eftersom potentialen för landbaserad vindkraft i goda vindlägen är stor i Sverige, teknikutvecklingen går framåt och utfasningen innebär att anläggningar efter 15 år lämnar elcertifikatsystemet. Risken för kortsiktigt höga prisnivåer bör istället åtgärdas med att risken för flaskhalsar i infrastrukturen förebyggs.

Det behövs inte heller ett skydd mot låga priser, nuvarande möjlighet att spara certifikat är tillräckligt. Ambitionshöjningen gör att behovet av prisgolv minskar behovet ytterligare.

Andra åtgärder för att skydda elkunden för kraftigt höjda elcertifikatpriser

Andra åtgärder för att skydda elkunden för kraftigt höjda elcertifikatpriser ingår i rapporteringen till den 15 maj 2010. Utgångspunkten i det fortsatta arbetet är att de åtgärder som föreslagits i detta uppdrag bedöms ge tillräckligt skydd mot kraftigt höjda elcertifikatpriser. Energimyndigheten kommer dock att vara lyhörd om ny information uppkommer som förändrar denna bedömning.

Energimyndigheten kommer även till den 15 maj överväga om andra åtgärder behöver analyseras där syftet är att förbättra marknadens funktionalitet. Exempelvis medger elcertifikatsystemet i nuläget en möjlighet för investeraren i förnybar elproduktion att spara elcertifikaten. Motsvarande flexibilitet att låna elcertifikat mellan annulleringsperioder finns inte för den kvotpliktiga aktören. Enligt forskningen på området kan dessa två möjligheter vara ett alternativ till ett golv och tak. I den förra översynen av elcertifikatsystemet från år 2004 nämndes så kallad lånemöjlighet som en åtgärd för prisstabilisering. Det innebär att kvoter kan flyttas mellan år vilket skulle innebära att en flexibilitet för de kvotpliktiga aktörerna införs, i paritet med nuvarande flexibilitet hos producenterna som kan spara certifikaten under obegränsad tid. Den kvotpliktige måste då inte köpa elcertifikat vid ett visst tillfälle. Tider med brist på elcertifikat, och därmed höga elcertifikatpriser, kan väntas ut (dock finns ju risken att priset inte går ner). Det finns ännu inget land som infört lånemöjligheter. En annan åtgärd som kan ge

ökad effektivitet på marknaden är att införa tätare annulleringsperioder vilket skulle ge en mer konstant efterfrågan av elcertifikat. Det kan också finnas andra sätt att förbättra marknads funktion för att på så sätt undvika höga elcertifikatpriser. En del av dessa frågeställningar kommer att beröras närmare i rapporteringen till den 15 maj 2010 och i det fortsatta arbetet med en gemensam marknad med Norge.

Sammanfattning

Det är inte självklart att fördelarna med ett tak- och golvprissystem överväger nackdelarna.

Kortsiktiga svängningar i certifikatpris på en marknad är naturligt.

Prisstabiliserande åtgärder gäller främst mot långsiktigt höga priser, inte mot låga. Något utökat skydd mot låga priser behövs därför inte, ambitionshöjningen framförallt samt nuvarande möjlighet att spara elcertifikat är tillräckligt.

Det kan inte uteslutas att en prisreglering kan bli prisstyrande. Energimyndigheten föreslår i första hand åtgärder med syftet att förebygga att flaskhalsar i infrastrukturen uppstår. Våra förslag bedöms i nuläget innebära att långsiktigt höga priser undviks.

Många av aktörerna på elcertifikatmarknaden är också emot ett fastställt pristak. Energimyndigheten anser att aktörernas förtroende för systemet är viktigt för att tillräckligt med investeringar ska genomföras.

7.4 Hur kan vi undvika flaskhalsar i infrastrukturen

Det svenska stamnätet har byggts och anpassats utifrån var vattenkraften, kärnkraftverken och elanvändningen finns. Nu behöver ytterligare anpassning göras för att möta behovet av ny förnybar elproduktion, en elproduktion som det är svårare att förutsäga läget för än elproduktion från vattenkraft- och kärnkraftverk. Vid en stor vindkraftsutbyggnad krävs anpassningar på alla nätnivåer. Förfrågningarna till nätföretagen om anslutning av nya vindkraftverk är många. De överstiger planeringsramen för vindkraft. Detsamma gäller förfrågningar om vindkraftsetableringar till kommuner och länsstyrelser³². Processerna ställer krav på samarbete mellan myndigheter, nätföretag och vindkraftsprojektörer.

Långa och komplicerade tillståndsprocesser har pekats ut som hinder för vindkraftsutbyggnaden. Det har dock nyligen tagits flera initiativ för att förenkla tillståndsprocesserna för etableringen av vindkraftverk och nya ledningsnät samt för processen som rör anslutning av vindkraftverk till elnätet. Lagändringar har införts om ändrade prövningsnivåer, minskad dubbelprövning enligt plan- och

³² Ledtider för vindkraftprojekt samt kvantifiering av potentiell utbyggnadstakt till år 2025, WSP 2009.

bygglagen och miljöbalken samt krav på tillstyrkan från kommunen för att tillstånd ska meddelas. För elnätet inom vindkraftsparker krävs numera inte nätkoncession. En viss samordning av arbetet med miljökonsekvensbeskrivningar enligt olika lagstiftningar är också numera möjlig. Ambitionen har i de flesta fall varit att underlätta för vindkraftsutbyggnaden. Det kan vara svårt att idag bedöma konsekvensen av nyligen genomförda förändringar.

Nedan beskrivs först ledtider för elnätutbyggnaden och därefter ledtider förknippade med etableringen av vindkraftverken.

7.4.1 Ledtider för nätutbyggnad, processen för anslutning av vindkraft, vilka förändringar som är på gång

Här beskrivs hur elnätet är uppbyggt, vilka aktörer som tar initiativ till nätinvesteringar och på vilka grunder detta görs, hur regleringen av nätet sköts, vilka lagändringar som är på gång mm.

Ledningsnätet

Överföringsnäten är uppbyggda i nivåer med olika systemspänningar. Ju mer effekt som ska överföras desto högre spänning krävs. Det svenska ledningsnätet kan indelas i tre olika grupper:

- Stamnätet, kraftledningar för 220 kV och 400 kV med tillhörande anläggningar samt utlandsförbindelser, ägs av staten och förvaltas av Affärsverket svenska kraftnät (SvK). Stamnätet fungerar huvudsakligen som ett transmissionsnät och överför stora effekter på långa avstånd. Till stamnätet ansluts de största produktionsanläggningarna samt regionnäten.
- Regionnätet, kraftledningar med spänningsnivåerna 30 kV till 130 kV, ägs och förvaltas av olika elnätföretag. Regionnätet har till huvuduppgift att överföra effekt mellan eller inom olika regioner samt mellan stamnätet och lokalnät eller mellan produktionsanläggningar och stamnätet. Större produktionsanläggningar ansluts normalt till regionnät.
- Till de regionala näten ansluter de lokala näten. Lokalnätet, nät med spänningsnivåer upp till 20 kV, ägs och förvaltas liksom regionnäten av olika elnätföretag. Lokalnäten drivs mestadels med stöd av nätkoncessioner (tillstånd) för de olika områdena.

Stamnätet är uppbyggt för att överföra elenergi på stora avstånd från vattenkraftverken i norra Sverige till södra Sverige där elbehovet är som störst samt för att överföra elenergi från kärnkraftverken i södra delen av landet. Stamnätets kapacitet är anpassad för att använda vattenkraften som reglerkraft för variationer i elanvändning.

Svenska Kraftnäts uppgifter är att förvalta, utveckla och driva stamnätet inklusive utlandsförbindelserna samt att vara systemansvarig myndighet enligt ellagen.

Systemansvaret innebär att ansvara för den löpande momentana elbalansen och det svenska elsystemets övergripande driftsäkerhet.

Hur regleras näten?

Elnätföretagen har ensamrätt på att bedriva sin verksamhet. Regleringen, dvs. lagstiftning och tillsyn, ska ge incitament till en effektiv och leveranssäker överföring av el till ett skäligt pris. Den innefattar kontroll av överföringstariffer och prövning av anslutningsavgifter. Regleringen ska också ge incitament till att nödvändiga investeringar sker i näten och ska bidra till att skapa förutsättningar för konkurrens i produktions- och handelsledet genom att säkerställa att tredje part har tillgång till näten på ett icke diskriminerande sätt.

Det är framförallt tariffsättningen som har betydelse för nätägarens ekonomiska förutsättningar att ansluta vindkraft. Den kundspecifika kostnaden, själva anslutningen, som vindkraftsägaren betalar får nätägaren tillbaka direkt. Eventuella kostnader för nätförstärkningar som ska bekostas av alla kunder fås igen över tid genom nättariffen.

Tillstånd att bygga och använda elnät lämnas av regeringen eller nätmyndigheten (Energimarknadsinspektionen) genom koncession. De nätföretag, ca 170 st, som bedriver distribution till slutkund har ett generellt tillstånd, nätkoncession för område, som ger nätföretaget möjlighet att bygga ut och utveckla det lokala näten upp till och med spänningsnivån på vanligtvis 20 kV utan ytterligare tillstånd från nätmyndigheten. Nätföretagen kan även behöva andra tillstånd från andra myndigheter.

Vilka aktörer tar initiativ till nätinvesteringar?

Det är i princip elmarknadens aktörer som självständigt avgör när och var ny elproduktion byggs. Produktionsanläggningar har enligt ellagen en ovillkorlig rätt att mata in energi till elnäten på "skäliga villkor", villkor som ska vara objektiva och icke-diskriminerande. Med detta följer även vissa skyldigheter³³. Det är Svenska Kraftnätets och elnätföretagens uppgift att genomföra anslutningen av anläggningen till nätet och de eventuella nätförstärkningar som behöver göras.

Anslutning av vindkraft

Den som har koncession för att bedriva nätverksamhet har som nämnts ovan vissa skyldigheter. De viktigaste bestämmelserna som rör anslutning av vindkraft är att nätägaren är skyldig att på skäliga villkor ansluta elektriska anläggningar för produktion och användning. Villkoren för att överföra el för annans räkning ska vara skäliga. Dessa kan avse kostnad, tid och på vilket sätt anslutningen görs. Eftersom nätägaren har monopol på verksamheten i sitt område och vindkraftsintressenten därmed inte kan förhandla om priset med andra så finns möjligheten att inom två år begära prövning av avgiften hos Energimarknadsinspektionen.

³³ Som t.ex. att uppfylla krav som följer av föreskrifter för anslutning (SvK FS 2005:2)

En anslutningsavgift ska i största möjliga mån motsvara de faktiska, kundspecifika kostnader för nätföretaget som själva anslutningen medför. Den som orsakar merkostnader ska betala för dessa, dvs. vindkraftsägaren i vårt fall. Ägaren till vindkraftsanläggningen betalar för ledningen från vindkraftverket till nätanlutningspunkten. Förstärkningar i lokal- och regionnät som krävs för anslutningen och som endast gynnar vindkraftsägaren betalas av denne. För förstärkningar som gynnar även andra kunder delas kostnaden. Detsamma gäller för förstärkningar i stamnätet. Kostnader för kollektiva nyttor slås ut på alla kunder.

För landbaserad vindkraft dominerar investeringskostnaden av turbinkostnaderna. För havsbaserad vindkraft är kostnader för grundläggning och fundament samt nätanlutning de största³⁴. Anslutningskostnaden är för landbaserade verk i genomsnitt ca 2–9 % av totala investeringskostnaden. Motsvarande siffra för havsbaserade verk uppgår till 10–30 %. Dessutom är ju investeringskostnaden betydligt högre för havsbaserade verk.

Nätutbyggnad för vindkraftsutbyggnad

Med anledning av den ökade ambitionsnivån i elcertifikatsystemet har Energimyndigheten i sin rapport³⁵ för deluppdrag 1 visat en prognos och bedömning som innebär att upp emot 12 TWh landbaserad vindkraft kan ha byggts ut till år 2020. En storskalig utbyggnad av elproduktion från vindkraft kommer att medföra behov av både lokala nätförstärkningar och förstärkningar i överföringsnätet. Om utbyggnaden av vindkraft i Sverige överstiger 10 TWh nås troligen ett läge då stamnätets överföringskapacitet behöver förstärkas³⁶. Detta under förutsättning att utbyggnaden är jämnt fördelad över landet. Vid 4-5 TWh norr om snitt 2 krävs förstärkningar.

Svenska Kraftnät har i sin senaste årliga investerings- och finansieringsplan³⁷ för kommande tre år föreslagit en betydande uppjustering av sin investeringstakt, bl.a. för att möta en stor utbyggnad av förnybar elproduktion. Stamnätstariffen har höjts med 10 % under 2009. Nu aktuell investeringsplan indikerar ett behov av en tariffhöjning med i storleksordningen 30 % år 2010³⁸, vilket motsvarar ca 0,6 öre/kWh. Det finns två avgörande skäl till höjningen. Det ena är kraftigt ökade kostnader för den el (2,5-3 TWh/år) som Svenska Kraftnät köper för att täcka överföringsförluster i stamnätet. Det andra är för att möta ökade kostnader för drift, underhåll och utveckling av stamnätet. Kommande investeringar innebär ytterligare höjningar liksom väntade ökade kollektiva kostnader för anslutning av vindkraft. Även i underliggande nät kommer förstärkningar och utbyggnader att krävas. Svenska Kraftnät har tillsammans med de största nätföretagen E.ON,

³⁴ Europé's wind energy potential up to 2030, EEA 2009

³⁵ Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet mm, deluppdrag 1 Ökad ambitionsnivå. ER 2009:29. Energimyndigheten 2009-10-01.

³⁶ Storskalig utbyggnad av vindkraft. Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft, Svenska Kraftnät 2008-06-01.

³⁷ Investerings- och finansieringsplan 2010-2012 mm. Svenska Kraftnät 2009-02-20.

³⁸ Pressmeddelande 090828 angående beslutad tariff för 2010. Tariffen träder i kraft 2010-01-01.

Fortum och Vattenfall utifrån förfrågningar om nätanslutningar kartlagt planerade vindkraftprojekt i Sverige. Slutsatsen är att mängden vindkraftprojekt i planeringsstadiet vida överstiger den nationella planeringsramen för vindkraft. Projekten är spridda över hela landet vilket gör det svårt att bedöma var tyngdpunkten i en framtida utbyggnad kommer att ligga. Det är också svårt att bedöma vilka av projekten som verkligen kommer att byggas.

En storskalig utbyggnad av vindkraften innebär nya förutsättningar för det svenska kraftsystemet. Det befintliga systemet kommer att behöva anpassas för att en introduktion av stora mängder vindkraft fördelade över stora områden ska bli möjlig. Vindkraften är dessutom en kraftkälla som inte producerar el i ett konstant flöde utan varierar med hur och om det blåser. Mer vindkraft i systemet innebär därmed även större behov av reglerkraft. Reglerproblematiken i samband med en omfattande vindkraftproduktion innebär att ständigt i varje driftsituation vara beredd att både reglera upp eller ner utan att i förväg veta i vilken riktning som det måste ske i. Detta ställer helt andra krav på reglerförmågan och de bakomliggande hydrologiska förutsättningarna för den del av regleringen som förväntas ske i vattenkraften.

En ökad prognososäkerhet för nivån på elproduktionen innebär en ökad osäkerhet om belastningen på stamnätet och övriga nätet. Hur belastningen av nätet utvecklas beror i hög grad på hur vindkraftsproduktionen fördelas över landet.

Om stamnätets överföringsförmåga idag inte räcker till för att överföra el enligt marknadsaktörernas önskemål gör Svenska Kraftnät så kallad mothandel. Det innebär att Svenska Kraftnät köper elproduktion i områden där det finns underskott av effekt och kompenserar producenterna för att de inte ska producera i områden där det finns överskott. När kostnaden för motköp bedöms överstiga kostnaden för investeringar i stamnätet utreder Svenska Kraftnät vilken förstärkning som är mest lönsam. För närvarande finns inte tillräcklig kapacitet för motköp med södra Sverige vilket innebär att Svenska Kraftnät begränsar exporten för att klara balansen i Sverige. Motköpsprincipen kommer att ersättas av en uppdelning av Sverige i anmälningsområden³⁹ även om Svenska Kraftnät fortfarande kommer att behöva tillämpa motköp. En övergång till anmälningsområden kan få som konsekvens att vindkraftsinvesteringar i norr blir mindre intressanta än i söder eftersom elpriset i norr kommer att vara lägre än i södra Sverige.

Att bygga nya elledningar tar tid, kostar stora pengar och innebär stora ingrepp i miljön. Från det att investeringsbeslut på stamnätets nivå tas till dess att ledningen står färdig tar det ofta minst fem år, ibland längre tid. Huvuddelen av tidsåtgången ligger i tillståndsprocessen. Att bygga ny vindkraft går normalt fortare än att bygga ut nätet i tillräcklig omfattning. Utebliven utbyggnad av elnätet till följd av långa tillståndsprocesser kan således vara en begränsande faktor för hur snabbt vindkraften kan byggas ut. Svenska Kraftnät lyfter fram tillståndstider för nya

³⁹ Anmälningsområden på den svenska elmarknaden. SvK 2009-10-15.

elnät som en större fråga än tillståndstiderna för att bygga själva anläggningen.⁴⁰ Osäkerheter kring vilka vindkraftsanläggningar som kommer att byggas bidrar till osäkerhet om vilka nätförstärkningar som behöver genomföras och det blir svårt att hinna realisera nödvändiga åtgärder i nätet tills vindkraftsanläggningen är färdig.

Enligt Svenska Kraftnät är det förknippat med minsta samhällsekonomiska kostnader att bygga ut vindkraften i södra Sverige. I ovan nämnda rapport beskrivs investeringskostnaden i ett för stamnätet dyraste scenario, dvs. en utbyggnad till 30 TWh vindkraft med tyngdpunkten i norra Sverige, till 10 miljarder kronor. Läggs kostnader för ökat reglerbehov på, ökas kostnaden till 25 miljarder (kapitaliserat 30 år, 5 %). Till detta kommer kostnader för överföringsförluster i näten på uppskattningsvis 7,5 miljarder. Detta ska relateras till investeringskostnaden som uppgår till 150 miljarder kr⁴¹. Kostnader för stamnätet tas ut kollektivt på alla kunder.

För att Svenska Kraftnät och nätföretagen ska kunna tillgodose behovet av ny elproduktion och behovet av nätutbyggnad behöver lokaliseringen av vindkraftverken specificeras. Svenska Kraftnät och nätföretagen behöver få delta i processen kring var vindkraften ska byggas ut. Här krävs samarbete mellan projektörer, nätägare och myndigheter.

Förslag och förändringar är på gång för att underlätta anslutning av ny elproduktion och för tillstandsprocessen för nätinфраstruktur

Flera statliga utredningar har under de senaste åren föreslagit flera åtgärder för att påskynda godkännandeförfarandena för nätinфраstruktur. Det kan därför finnas behov av en övergripande utredning på området för att bedöma om förändringarna fungerar och samverkar.

Nedan nämns de viktigaste förändringarna som berör utbyggnad av vindkraft, varav några redan är genomförda.

Anslutningskostnader

Det förslag⁴² kring tröskeeffekter och förnybar energi som Svenska Kraftnät lämnat under år 2009 innebär att tröskeeffekten minskas eller undanröjs genom en förtida delning av anslutningskostnaden. Med tröskeeffekt avses det förhållande att den kraftproducent som ansluter sig till ett nät som saknar ledig kapacitet tvingas betala hela nätförstärkningskostnaden inklusive tillkommande kapacitet som producenten själv inte kan använda. De producenter som därefter ansluter till nätet kan använda sig av denna lediga kapacitet utan särskild kostnad. Av denna anledning tvekar idag många producenter att vara först med att ansluta

⁴⁰ Storskalig utbyggnad av vindkraft. SvK 2008-06-01.

⁴¹ Här refererar SvK till Elforsks rapport 8:17.

⁴² SvK Tröskeeffekter och förnybar energi, 2009-04-20, Dnr 1495/2008/AN46

sig till ett sådant nät. Svenska Kraftnät har efter rapporten lämnades i april 2009 lämnat författningsförslag⁴³. Energimyndigheten är positiv till förslaget.

Det finns idag bestämmelser för hur långa handläggningstiderna för en prövning av anslutningsavgiften får vara hos Energimarknadsinspektionen. Den får vara maximalt fyra månader, längre tid om den som begärt prövningen så medger.

Nätutbyggnad

Frågor som prövats i ett mål eller ärende om tillstånd enligt miljöbalken behöver sedan augusti 2009 inte prövas på nytt i ärendet om nätkoncession. Viss dubbelprövning är därmed borttagen.

Det interna nätet mellan vindkraftverk i en vindkraftpark får sedan 1 januari 2009 byggas och användas utan krav på koncession.

Riksdagen har röstat igenom förslag om förhandsprövning av nättariffer⁴⁴. Det är framförallt tariffställningen som har betydelse för nätägarens ekonomiska förutsättningar att ansluta vindkraft. En intäktsram ska lämnas in till Energimarknadsinspektionen innan varje tillsynsperiod. För anslutningar innebär detta dock ingen ändring i praktiken, den enskilda anslutningsavgiften kommer inte heller i fortsättningen att prövas i förväg. Den kostnad nätägaren har för att ansluta anläggningen, och som betalas av vindkraftsägaren, betalas ut direkt. Lagändringar träder i kraft 1 januari 2012. Energimarknadsinspektionen kommer att utreda turordning för anslutning.

Lättnader genomförs för små elproducenter⁴⁵. En elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el som kan matas in med en effekt om högst 43,5 kW ska inte behöva betala nätavgift för sin inmatning om denne under ett kalenderår tar ut mer el från elsystemet än vad som matas in i systemet.

Undantag från krav i ellagen på årlig risk- och sårbarhetsanalys, åtgärdsplan avseende leveranssäkerhet m.m. införs för ägare till ledningar som i huvudsak matar in el till nätet. Förändringarna föreslås träda i kraft den 1 april 2010.

Energinätsutredningen har föreslagit⁴⁶ att en miljökonsekvensbeskrivning (MKB) endast regelmässigt ska krävas för luftledning med en spänning över 50 kV och för jordkabel med en spänning över 130 kV. I övriga fall ska länsstyrelsen i samband med samrådet avgöra om en MKB krävs. Utredningen föreslog även att nätkoncessioner ska gälla tills vidare, och inte som idag 25 år för områdeskoncession och 40 år för linjekoncession. Linjekoncessioner föreslås dock kunna omprövas i vissa fall. Proposition väntas komma i mars 2010.

⁴³ Uppdrag åt SvK i regleringsbrev, förslag lämnat 2009-10-29, Dnr 2009/1306

⁴⁴ Prop. 2008/09:141 Förhandsprövning av nättariffer

⁴⁵ Prop. 2009/10:51 Enklare och tydligare regler för förnybar elproduktion mm.

⁴⁶ SOU 2009:48 Koncessioner för el och gasnät

Skälet till att införa olika anmälningsområden

I juni 2008 gjorde EU-kommissionen en preliminär bedömning att Svenska Kraftnäts hantering av de interna flaskhalsarna i det svenska transmissionsnätet kan strida mot konkurrensreglerna. Regeringen uppdrog därför i regleringsbrevet för 2009 åt Svenska Kraftnät att inleda processen med att dela upp Sverige i så kallade anmälningsområden till den nordiska elbörsen Nord Pool Spot AS. Svenska Kraftnät förordar⁴⁷ nu att Sverige delas in i fyra anmälningsområden. Övergången bedöms resultera i mer korrekta elpriser och långsiktiga prissignaler som ger incitament till effektiv lokalisering av produktion och användning av el. Elproducenter i södra Sverige kommer att få mer betalt för elen än producenter i norra Sverige. Elanvändare i södra Sverige kommer därmed att få betala mer för sin elanvändning än användare i norra Sverige.

7.4.2 Ledtider för etablering av vindkraft, förändringar som är på gång

Tiderna för tillståndsprocessen för att anlägga vindkraftverk är i princip desamma idag som år 2004. Tillståndsprocessen beskrivs fortfarande som en flaskhals samtidigt som det framförs att förbättringar märks.

WSP Environmental har på uppdrag av Energimyndigheten uppdaterat den utredning om ledtider för produktionsanläggningar som genomfördes 2004⁴⁸. I det arbetet utreddes förutsättningarna för vindkraft, biobränsleeldad kraft, småskalig vattenkraft och sol. Nu aktuell utredning⁴⁹ rör endast land- och havsbaserad vindkraft samt industriellt mottryck. Energimyndigheten bedömer att det i huvudsak är vindkraft som berörs av förändringar sedan 2004. Det industriella mottrycket ingick inte i den utredning som gjordes 2004, varför det varit intressant att utreda denna gång.

Ledtider i form av tidsmässiga och praktiska begränsningar varierar beroende på produktionslag. För ett landbaserat vindkraftprojekt är ledtiderna i genomsnitt cirka 4,5 år från projektstart till driftsättning. För ett havsbaserat vindkraftprojekt är genomsnittliga ledtiden minst 7,5 år⁵⁰. För utbyggnad av certifikatberättigade elproduktionsanläggningar för industriellt mottryck finns inte dessa ledtider. Det kan här handla om ett par månader från det att ansökan lämnats in till dess att prövningsmyndigheten tillstyrkt ärendet. Här förefaller inte tillståndsprocessen vara en flaskhals.

I genomgången som WSP gjort framgår att de största hindren för utbyggnad av *landbaserad vindkraft* kan vara den förändring avseende kommunal tillstyrkan som genomfördes i augusti 2009 samt tillståndsprocessen i övrigt. Förutom detta påverkar också finanskrisen investeringarna. Eftersom det för *havsbaserad*

⁴⁷ Anmälningsområden på den svenska elmarknaden. SvK nr 2009/35. 2009-10-15. SvK:s formella beslut om antalet anmälningsområden kommer före årsskiftet 2009/10.

⁴⁸ Ledtider för produktionsanläggningar berättigade till elcertifikat, WSP Environmental (2004)

⁴⁹ Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat, WSP Environmental (sep 2009)

⁵⁰ Det statistiska underlaget för havsbaserade projekt är litet. WSP har därför inte utrett tiden från lagakraftvunnet tillstånd till driftsättning. Den är minst 7,5 år.

vindkraft handlar om mycket stora investeringar påverkas denna marknad särskilt starkt av finanskrisen och av den svaga kronan. För havsbaserad vindkraft förefaller inte tillståndsprocessen som en begränsande faktor på samma sätt som den kan vara för landbaserad vindkraft. Det finns idag tillståndsgivna havsbaserade projekt, som inte påbörjats, med en förväntad årlig produktion på 6,3 TWh. För landbaserade projekt är motsvarande siffra 2,3 TWh⁵¹. Projektörerna som WSP intervjuade tog inte upp tillståndsprocessen som ett hinder för havsbaserade projekt.

Ledtider som fördröjer utbyggnaden av vindkraft

De begränsande faktorerna för utbyggnad av vindkraft kan delas in i följande områden:

Krav på kommunal tillstyrkan

Den 1 augusti 2009 infördes en bestämmelse i miljöbalken som innebär att tillstånd till en anläggning för vindkraft endast får ges om berörd kommun har tillstyrkt projektet. Krav på kommunens tillstyrkan gäller dock inte om regeringen tillåtit verksamheten (se punkt nedan). Kravet på kommunal tillstyrkan upplevs av många vindkraftsintressenter som en av de mest begränsande faktorerna för utbyggnad. Kommunen behöver inte motivera sitt beslut och beslutet kan inte överklagas på annat sätt än genom så kallat kommunalbesvär, vilket endast kan göras av kommunmedlemmar, dvs. normalt inte vindkraftsprojektörer. I det kommunala tillstyrkandet råder ännu viss oklarhet om när och på vilka grunder kommunens beslut ska tas.

WSP bedömer att, på kort sikt för att avvakta lagändringens effekt, kan kravet på kommunalt tillstyrkande innebära att utbyggnaden av vindkraft minskar. Inga övergångsregler finns. Effekterna på längre sikt är mer svårbedömda. Det kan hända att lagändringen kommer att hanteras på ett balanserat sätt, men i nuläget uttrycks en oro kring osäkerheterna som omgärdar detta.

Regeringens tillåtlighetsprövning

Sedan tidigare gäller att regeringen för vissa fall får förbehålla sig rätten att pröva tillåtligheten av en verksamhet. Den 1 augusti 2009 trädde ändringar beträffande tillåtlighetsprövning i kraft. Ändringarna kan medföra att allt fler projektörer begär tillåtlighetsprövning hos regeringen, om kommunen är negativ till projektet. Detta skulle kunna innebära ett ökat antal ärenden hos regeringen för vindkraftsetableringar.

Rimliga krav på beslutsunderlaget

Länsstyrelsernas hantering av vindkraftsärenden varierar över landet. Projektörerna upplever, enligt WSP:s intervjuer, att länsstyrelserna inte alltid gör rimliga avvägningar vad gäller krav på beslutsunderlagets omfattning. Det upplevs som svårt att på förhand veta vilka utredningar och vilket underlag som krävs. Utredningsskyldigheten upplevs generellt som orimligt stor och man

⁵¹ www.svenskvindenergi.org. Beskrivet i WSP:s rapport (2009)

uppfattar en osäkerhet i beslutsprocessen. Kompletterande handlingar begärs i princip alltid in. Större utredningsunderlag innebär högre kostnader och längre ledtider.

"Öppna" ansökningar eller fasta koordinater

Med hänvisning till den snabba tekniska utvecklingen inom vindkraftsbranschen och eftersom projektörerna inte vill binda upp sig inför upphandlingen av vindkraftverken ansöker allt fler projektörer om tillstånd utan att ange fasta koordinater för verken. Prövningsinstansernas inställning till detta varierar. I glesbebyggda områden godtas detta förfarande i större utsträckning än i tätbebyggda områden. I områden med mer av motstridiga intressen eller där det finns konkurrerande projekt verkar prövningsinstanserna vara mer tveksamma till ansökningar utan fasta koordinater.

Fördjupade översiktsplaner och det så kallade tematiska tillägget

Många kommuner har beviljats medel av Boverket för att se över sina översiktsplaner och i vissa fall utarbeta särskilda dokument i form av vindkraftsprogram eller vindkraftsplaner (tematiska tillägg). Det har framkommit att många välkomnar att kommunerna förbättrar och uppdaterar sitt beslutsunderlag för den kommunala planeringen. Det har också framkommit att en del kommuner i avvaktan på att dessa planer blir färdiga inte vill ta ställning i enskilda vindkraftsprojekt. Under en övergångsperiod kan detta därför fördröja vissa projekt. På sikt är dock den politiska förankring som översiktsplanen innebär en fördel.

Krav på detaljplan

Inom de områden som tidigare pekats ut som riksintressanta för vindbruk visar ofta många projektörer intresse. Av de nya bestämmelserna i plan- och bygglagen framgår att detaljplan endast kan krävas om verken ska uppföras inom ett område där det råder stor efterfrågan på mark för byggnader eller andra anläggningar. Grundregeln är dock att detaljplan inte behövs för vindkraftsanläggningar, men i områden nära samlad bebyggelse kan det bli aktuellt med detaljplaneläggning. Syftet med att ta bort dubbelprövningen enligt miljöbalken och plan- och bygglagen har då inte uppnåtts.

Allmänhetens inställning och möjlighet till överklagan

Tidsåtgången för tillståndsprocessen är starkt beroende av om prövningsmyndigheternas beslut överklagas eller inte. Under tillståndsprocessen har närboende och allmänheten möjlighet att yttra sig. För att vara besvärberättigad räcker det i princip att ha det planerade vindkraftverket inom synhåll. Om det är ett stort antal personer som yttrar sig medför detta generellt att handläggningen tar längre tid eftersom förvaltningslagen ställer krav på kommunikering mm. Av de beslut som överklagas är det förhållandevis få som ändras av högre instans.

Allmänhetens inställning kan också ha stor påverkan på kommunens beslut. I och med att kommunen har fått större makt över vindkraftsutbyggnaden, i och med det

kommunala tillstyrkandet, kan indirekt även allmänheten ha fått en större möjlighet till påverkan.

Beskattning av el från andelsägd vindkraft kan innebära att enskildas intresse för vindkraft minskar.

Ekonomiska styrmedel

Oklarheter finns bland annat kring hantering av internationella projekt etc. i direktivet om förnybar energi. Stora delar av branschen tror inte på en utbyggnad av havsbaserad vindkraft under de kommande åren. Här bedöms extra stöd krävas.

Ekonomiska läget

Det ekonomiska läget påverkar framförallt möjligheterna och viljan till investering i havsbaserade anläggningar.

Från Boverkets remissvar på Energimyndighetens rapport i del 1 "Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet mm"

Boverket framför att "det planeringsstöd som Boverket delar ut resulterat i att över hälften av landets kommuner håller på eller har genomfört en fysisk planering som integrerar vindkraft i de kommunala översiktsplanerna. Utan att ha en fullständig bild framgår det att många kommuner har en positiv inställning till vindkraft och angett lämpliga områden för detta. Boverket bedömer att den planeringsberedskap och förankring av vindkraften som nu byggs upp även kommer att underlätta tillståndprocesserna och skapa en långsiktig acceptans och hållbarhet. Verket vill dock framföra att det är angeläget att det skapas en överblick över elnätets kapacitet inte bara nationellt utan också regionalt. Detta för att möjliggöra anslutning av potentiella vindkraftsanläggningar i de områden som kommunerna bedömt lämpliga för vindbruk i översiktsplanerna. Kommuner och länsstyrelser har haft svårt att få fram uppgifter från berörda nätägare för att kunna beakta elnätsfrågan i planeringen. Därför bör en mer samlad planering av elnätet ske som främjar utbyggnaden av vindkraften och en omställning av energisystemet i övrigt."

7.4.3 Drivkrafter hos kommuner för att bygga ut vindkraft

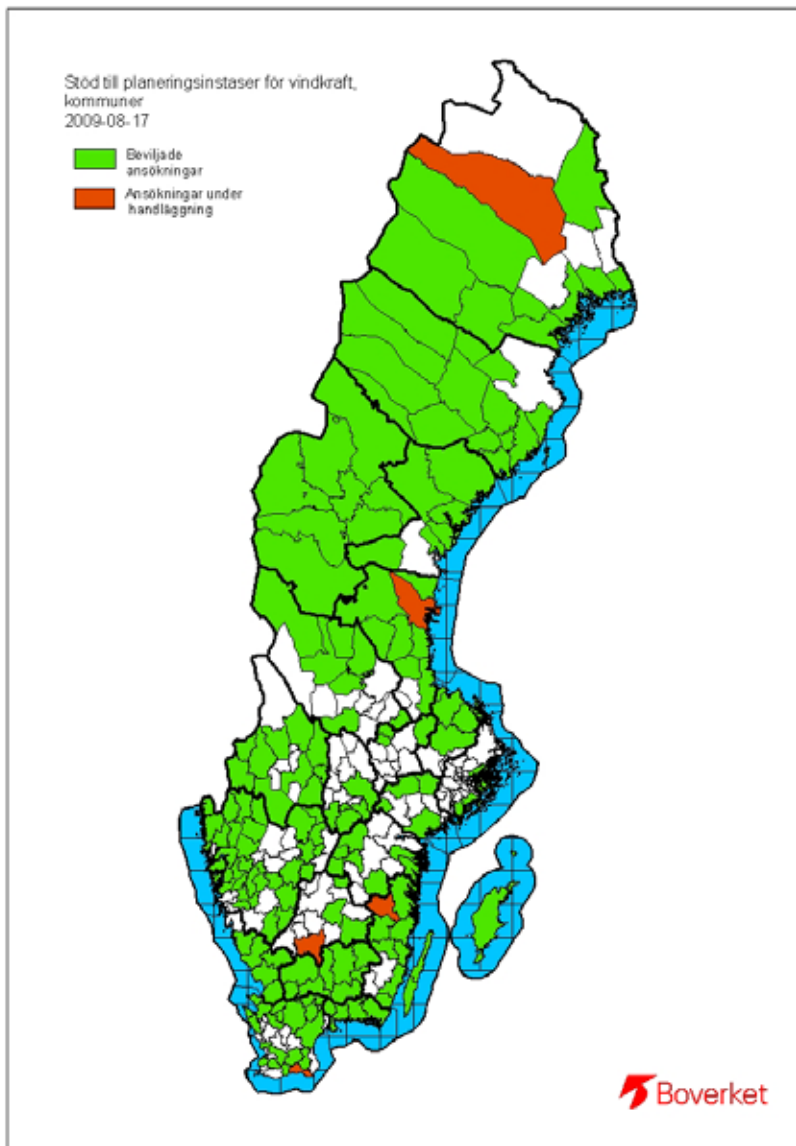
Det finns drivkrafter för kommuner att arbeta för en utbyggnad av vindkraft. Vindkraft innebär arbetstillfällen i kommunen. Kommunerna kan få andel av intäkterna från elproduktionen. Många kommuner bedriver ett aktivt miljö- och klimatarbete.

Länsstyrelserna har uppdraget av regeringen att ta fram regionala strategier för energi- och klimatfrågorna i länet. Strategierna är ett viktigt led i den nationella energi- och klimatpolitiken för att kunna realisera målen på den lokala och regionala nivån. Syftet med strategierna är att minska klimatförändringarna, främja energiomställningen, öka andelen förnybar energi samt främja energieffektivisering och ett effektivare transportsystem. Strategierna ska utformas i samverkan med andra regionala och lokala aktörer.

Energimyndighetens program "Uthållig kommun 2008-2011" är ett unikt samarbete mellan Energimyndigheten och mer än en femtedel av landets kommuner. Det utgår från den medverkande kommunens egna ambitioner att göra det lokala samhället mer uthålligt. Hälften av kommunerna som idag är med i programmet har anmält intresse för temaområde som berör vindkraften.

Kommuner, länsstyrelser, kommunala och regionala självstyrelseorgan som arbetar med planeringsinsatser för vindkraft har under tre år kunnat söka statligt stöd för detta hos Boverket. Regeringen har avsatt 90 miljoner kronor för åren 2007-2009. Bidraget har förlängts och kan även sökas under 2010. I första hand är syftet med bidraget att skapa beredskap för en utbyggnad av vindkraft genom att man i de kommunala översiktsplanerna hänvisar områden för utbyggnad. Detta kan ske genom tillägg till eller fördjupning av översiktsplanen. Även framtagande av en ny översiktsplan är stödberättigat. Stödet går i sådana fall till den del av arbetet som föranleds av planering för vindkraft. Stöd fås normalt för upp till 50 procent av kostnaden⁵², upp till 75 procent kan beviljas. Det är idag över 190 kommuner, länsstyrelser och kommunala och regionala självstyrelseorgan som arbetar med sådana planeringsinsatser för vindkraft, se figur nedan. Det är tvingande för kommunen att i översiktsplanen redovisa områden med riksintresse för vindbruk, i övrigt är det upp till kommunen att redovisa lämpliga områden. Att områden lämpliga för vindkraft tas upp i översiktsplanen innebär en politisk förankring som kan underlätta den fortsatta processen.

⁵² SFS 2007:160 Förordning om stöd till planeringsinsatser för vindkraft



Figur 37 Kommuner etc. som sökt bidrag för planeringsstöd

Källa: Boverket

7.5 Sammanfattning

Vid en marknadslösning måste prisvariationer accepteras liksom det måste accepteras att kostnaden långsiktigt påverkas om ambitionen med systemet höjs.

Energimyndigheten anser att en utvidgning av marknaden, till exempel med Norge, skulle förbättra marknads funktionalitet. Energimyndigheten anser också att ett clearinghouse skulle kunna förbättra en utvidgad marknads funktionalitet. Det är dock upp till marknads aktörer att besluta om en sådan möjlighet.

Som beskrivs i kapitel 5 finns en stor potential av landbaserad vindkraft till en jämn marginalkostnad. Energimyndigheten bedömer därför, givet att utbyggnaden kan ske kontinuerligt, att kostnaden bör vara relativt stabil (dock kan kortsiktiga variationer i elcertifikatpriserna förekomma).

Mot bakgrund av de beräkningsresultat som redovisas i kapitel 5 anser Energimyndigheten att det finns en viss risk för att priset stiger oskäligt högt. Den tydligaste riskfaktorn för höga priser anser Energimyndigheten är om tillståndsprocesserna inte fungerar effektivt och att ny utbyggd elproduktion (främst landsbaserad vind) därigenom försenas. Detta gäller både tillstånd för etablering av vindkraftverk, tillstånd för nätutbyggnad, nya anslutningar och eventuella behov av nätförstärkningar.

Det är i dagsläget svårt att bedöma om de åtgärder som vidtagits kommer att effektivisera tillståndshanteringsprocesserna i tillräcklig omfattning. Minskad dubbelprovning enligt PBL och Miljöbalken, koncessionsfritt för elnät inom vindkraftspark, samordning av miljökonsekvensbeskrivning m.m. väntas ge en snabbare hantering. En av osäkerheterna ligger idag i den förändring som innebär att tillstånd till en anläggning för vindkraft endast får ges om berörd kommun tillstyrkt projektet. Ett stort ansvar för det nationella målet om utbyggnad av förnybar elproduktion ligger därför i händerna på enskilda kommuner. Den decentraliserade beslutsnivån kan göra att beslutsprocesser och beslutsgrunder skiljer mellan olika kommuner. Det är inte säkert att det därmed är de mest lönsamma projekten som genomförs först. Samtidigt kan ett väl utfört planeringsarbete på kommunal nivå påskynda tillståndsprocessen. Exempelvis kan framtagandet av handlingsplaner för vindkraft tydliggöra vilka projekt som en kommun är beredd att tillstyrka (ge tillstånd). Det kan också i vissa fall bidra till att underlätta förankringsprocessen för vindkraftinvesteringen. Kommuners möjlighet att bestämma hur marken i kommunen bör användas utgör också en grundläggande del i beslutsordningen i Sverige.

Grundtanken att vindkraftverk i de mest lönsamma vindlägena ska byggas först får balanseras och jämkas med andra aspekter och intressen, som t.ex. kommuners val av hur marken ska användas. Det finns drivkrafter för kommuner att arbeta för utbyggnad av förnybar energi. Många kommuner arbetar idag för att det ska etableras vindkraft i kommunen, många har sökt bidrag för planeringsinsatser för vindkraft.

Flera initiativ har tagits för att underlätta tillståndsprocesserna för etablering av vindkraftverk och för nya elledningsnät. Förändringarna förväntas leda till enklare och kortare processer. Energimyndigheten bedömer att dessa förändringar är viktiga för att utbygganden ska kunna ske utan alltför stora fördröjningar.

Både tillstånd för etablering av vindkraft och förstärkningar av näten har tidshorisonter på omkring 5 år, vilket indikerar vikten av att dessa processer

fungerar. Tillståndsprocesserna ställer krav på samarbete mellan vindkraftsprojektörer, nätföretag och myndigheter.

Det bör följas upp hur kommunerna hanterar vindkraftfrågan. En storskalig utbyggnad av elproduktion från vindkraft kommer också att medföra behov av både lokala nätförstärkningar och förstärkningar i överföringsnätet.

Energimyndigheten anser att tillståndsprocessen för etablering av ny förnybar elproduktion bör följas upp årligen. En sådan uppföljning bör innefatta såväl de projekt som fått tillstånd såväl som de som för närvarande är under prövning. En systematisk genomgång av grunderna för tillståndsgivningen kan skapa förutsättningar för en effektivisering av tillståndsprocesserna genom att exempelvis klargöra villkoren för en etablering med hänsyn till val av plats. Det kan också ge ökad kunskap till exploatörer vad som är väsentligt för platsval och lokalisering. Det ger också ett bättre underlag för att skapa en enhetlig bedömning av tillståndsgivningen i riket.

Energimyndigheten anser också att en översyn bör göras snarast över processerna för nätanslutning/nätförstärkningar/ nätutbyggnad till följd av den höjda ambitionen i elcertifikatsystemet. I det arbetet ingår att bedöma om ytterligare förändringar behöver genomföras. Syftet med dessa åtgärder är att undvika flaskhalsproblem vid utbyggnad av förnybar elproduktion och då främst vindkraften.

8 Bilaga – Särskild samrådsskrivelse

8.1 Konjunkturinstitutets reservation

8.1.1 Pristak på elcertifikatmarknaden bör övervägas

Energimyndigheten konstaterar att det finns risk för att elcertifikatpriserna blir höga efter år 2012 i samband med att ambitionen i elcertifikatsystemet höjs. Därför behövs åtgärder för att skydda konsumenterna.

Risken för höga priser drivs av att det finns betydande osäkerheter i många av de faktorer som är prispåverkande på elcertifikatmarknaden, bland annat i de framtida marginalkostnaderna för att producera förnybar el, el- och biobränslepriserna, elanvändningen, fjärrvärmeunderlaget, tillståndsprövning, avkastningskrav och spekulation. Den historiska utvecklingen av elcertifikatpriset har varit mycket volatil. Elcertifikatpriset noterades under år 2006 till cirka 150 kronor, för att två år senare noteras till cirka 400 kronor. Konjunkturinstitutet (KI) anser att införandet av ett pristak kan vara ett bra sätt att både skydda konsumenten och främja kostnadseffektiviteten i systemet. Ett pristak hindrar att systemet kraftigt subventionerar relativt dyra produktionsalternativ på grund av ogynnsamma förutsättningar för produktion av förnybar el, till exempel i fall då det uppstår flaskhalsar i utbyggnaden av den billigaste landbaserade vindkraften. Energimyndigheten ställer sig emellertid negativ till införandet av ett pristak med argument som KI bedömer inte vara tillräckligt belagda. Därför anser KI att frågan behöver utredas vidare. Främst gäller detta farhågan att ett pristak skulle leda till ett permanent högre pris på elcertifikat.

I en jämförelse med andra länders elcertifikatsystem skiljer sig det svenska systemet genom att dels ha en obegränsad möjlighet att spara elcertifikat dels genom att inte ha ett fast pristak. När elcertifikatsystemet introducerades år 2003 fanns ett pristak i form av en fast kvotpliktsavgift. Det fanns även ett fast prisgolv. Vissa menar att pristaket styrde prisbildningen på marknaden med följd att marknadspriset blev högre än det annars hade varit. Det är emellertid långt ifrån klarlagt att pristaket var styrande av annan anledning än att det var satt under det egentliga marknadspriset (se till exempel Swecos underlagsrapport). Det fasta pristaket avskaffades år 2005.

Vad KI erfar finns det ingen allmänt vedertagen teori som förklarar varför ett pristak skulle medföra ett permanent högre marknadspris. En anledning skulle kunna vara att handeln sker i form av bilaterala förhandlingar, där pristaket är den enda information om värdet på elcertifikatet som finns tillgänglig för köparen. Säljaren känner däremot till både sitt eget acceptpris (som bestäms av marginalkostnaden) och köparens alternativkostnad (den fasta kvotpliktsavgiften). En sådan marknad karaktäriseras av asymmetrisk information, vilken kan

utnyttjas av säljaren (som är ensam om att ha information om sin egen marginalkostnad). Resonemanget förutsätter emellertid att konkurrensen mellan olika säljare är begränsad, så att köparen inte till en låg kostnad kan jämföra olika bud. Möjligheten att obegränsat spara elcertifikat bidrar dessutom med en flexibilitet för säljarna som de kan utnyttja i prisförhandlingen. Den prisstyrande effekten beror enligt resonemanget ovan på att säljaren har marknadsstyrka, vilket gör det möjligt för denne att sälja elcertifikat till ett pris något under den kvotpliktiges alternativkostnad.

Om marknaden fungerar som ovan, kommer prisbildningen i frånvaro av ett pristak emellertid inte att leda till en kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar energi. God konkurrens och en god informationsspridning är förutsättningar för att en elcertifikatmarknad utan prisreglering ska ge en kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar el. På en marknad där säljarna har marknadsstyrka kommer de att kunna påverka prisbildningen så att de blir överkompenserade, vilket blir kostsamt för konsumenterna. Ett pristak skulle begränsa vinsten av strategiskt beteende och utgöra en gräns för hur kostsam kompensationen till produktion av förnybar el får vara. Ett kontinuerligt bindande pristak skulle innebära att systemet i praktiken fungerar som en fast stycksubvention. Att marknadspriset långsiktigt skulle kunna upprätthållas i närheten av pristaket är emellertid osannolikt. Vid ett högt elcertifikatpris ökar incitamenten för produktion av förnybar el medan incitamenten att spara elcertifikat minskar. Dessutom ökar incitamenten att köpa elcertifikat till den fasta elcertifikatavgiften. Vid ett högt elcertifikatpris uppstår det därför sannolikt ett utbudsöverskott av elcertifikat, vilket pressar elcertifikatpriset nedåt.

Elcertifikatmarknaden behöver dock inte fungera så dåligt som resonemanget ovan förutsätter. Systemet är inte längre nytt och obeprövat. Marknadens aktörer borde nu ha betydligt bättre kännedom om marknadens funktionssätt. Handeln sker idag delvis genom mäklare, vilket är bra för informationsspridningen. I framtiden förväntas även många små vindkraftsproducenter träda in på marknaden, vilket är bra för konkurrenssituationen. Inrättandet av en tydlig marknadsplats och ett clearinghus skulle underlätta handeln genom att minska transaktionsrisker och synliggöra utbud, efterfrågan och marknadspris.

Ett annat av Energimyndighetens argument mot ett pristak är att marknadens aktörer är negativt inställda till införandet av ett sådant. Elproducenter och kvotpliktiga elleverantörer är, enligt en mycket begränsad undersökning i Swecos underlagsrapport, överlag emot ett pristak. Eftersom producenterna av förnybar el är de klara förlorarna på ett pristak, har de naturligtvis incitament att ställa sig negativa till införandet av ett sådant. Det är emellertid elkunderna, som betalar kostnaderna i elcertifikatsystemet, som pristaket ska skydda. De har inte tillfrågats om vilket skydd mot höga priser de anser vara lämpligt.

Höga certifikatpriser reducerar konsumenternas köpkraft och hotar systemets kostnadseffektivitet. En risk som investerarna möter är därför att regeringen på ett

eller annat sätt ingriper när elcertifikatpriset anses ha blivit för högt. Stora oväntade ingrepp på elcertifikatmarknaden skadar förtroendet för den. Införandet av ett pristak är ett stort ingrepp. Frågan är emellertid om införandet av ett pristak är sämre än andra stora ingrepp. Ett alternativ till ett pristak är att vid behov sänka kvotnivåerna, det vill säga en kvantitativ reglering, vilket kommer att få samma effekt som ett pristak. Detta utgör i praktiken ett mer oförutsägbart pristak. Man kan alltså argumentera för att ett pristak synliggör spelets regler och därför borde minska osäkerheten på marknaden.

Regeländringar på en marknad är alltid problematiska eftersom det finns aktörer som riskerar att förlora på dem. En uppenbar risk för investerarna har varit att ett pristak införs och således minskar den förväntade vinsten från produktionen av förnybar el. Å andra sidan har det även funnits en chans till att systemet förlängs och att dess ambition ökar, vilket ger högre priser under en längre tid. De gamla investerarna är, när allt kommer omkring, stora vinnare på ambitionshöjningen i systemet, även om ett pristak införs.

Sammanfattningsvis anser KI att den hybrid av marknadslösning och en fast stycksubvention som ett pristak skulle innebära, kan vara en bra lösning givet de osäkerheter som omgärdar elcertifikatsystemet. Pristaket behöver därför utredas vidare som komplement och substitut till åtgärder som bidrar till att stärka köparens förhandlingsposition. Exempelvis, att införa en möjlighet för köparna att låna elcertifikat eller att begränsa säljarnas möjlighet att spara elcertifikat.

9 Referenser

Energimyndigheten. Översyn av elcertifikatsystemet, Delrapport etapp 1.
ER 2005:08

Energimyndigheten. Översyn av elcertifikatsystemet, Delrapport etapp 2.
ER 2005:09

Energimyndigheten. Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet mm.
Deluppdrag 1 Ökad ambitionsnivå. ER 2009:29. 2009-10-01.

Energimarknadsinspektionen. Förnybara energikällor – åtkomst till och drift av
näten. EI R 2009:10. 2009-10-08.

European Environment Agency. Europe's wind energy potential up to 2030.
2009-02-19.

Profu i Göteborg AB. Analys av en förhöjd ambitionsnivå inom
elcertifikatsystemet, etapp II. Rapport till Energimyndigheten, Dnr 17-09-3606.
December 2009.

Prop. 2005/06:154 Förnybar el med gröna certifikat
Prop. 2008/09:9 Ändringar i lagen (2003:113) om elcertifikat
Prop. 2008/02:92 Tilldelningsprinciper och förhandsbesked
Prop. 2008/09:163 En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi
Prop. 2008/09:141 Förhandsprövning av nättariffer
Prop. 2009/10:51 Enklare och tydligare regler för förnybar elproduktion mm.

Strömstads kommun. Utställningshandling 2009-10-15 vindkraftsplan. Nuläge,
mål och förslag.

Svenska Kraftnät. Storskalig utbyggnad av vindkraft, konsekvenser för stamnätet
och behovet av reglerkraft. 2008-06-01.

Svenska Kraftnät. Tröskeeffekter och förnybar energi, en rapport till regeringen.
2009-04-20.

Svenska Kraftnät. Tröskeeffekter och förnybar energi, författningsförslag.
2009-10-29.

Svenska Kraftnät. Anmälningsområden på den svenska elmarknaden.
2009-10-15.

Svenska Kraftnät. Investerings- och finansieringsplan 2010-2012 mm.

2009-02-20.

Sweco. STEM - Elcertifikat. 2009-11-23. Energimyndighetens Dnr 17-09-3586.

WSP Environmental Ledtider för produktionsanläggningar berättigade till elcertifikat (2004). Rapport till Energimyndigheten, Dnr 17-2004-2132

WSP Environmental Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat (sep 2009). Rapport till Energimyndigheten, Dnr 17-2009-3586



Vårt mål – en smartare energianvändning

Energimyndigheten är en statlig myndighet som arbetar för ett tryggt, miljövänligt och effektivt energisystem. Genom internationellt samarbete och engagemang kan vi bidra till att nå klimatmålen.

Myndigheten finansierar forskning och utveckling av ny energiteknik. Vi går aktivt in med stöd till affärsidéer och innovationer som kan leda till nya företag.

Vi visar också svenska hushåll och företag vägen till en smartare energianvändning.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats

