

Sveriges Energiföreningars Riksorganisation (SERO)
Svensk Vattenkraftförening (SVAF)
Svensk Vindkraftförening (SVIF)

2011-01-09
Näringsdepartementet
103 33 STOCKHOLM

YTTRANDE ÖVER TRE RAPPORTER INOM ENERGIMYNDIGHETENS UPPDRAG ATT SE ÖVER ELCERTIFIKATSYSTEMET:

ER 2010: 27 Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elcertifikatpriser

ER 2010: 28 Gemensamt elcertifikatsystem med Norge

ER 2010:30 Regelförenkling

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1. Inledning, sammanfattning och förslag	03
2. Allmänt om synen på stödsystem för förnybar elproduktion	04
3. Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elcertifikatpriser	07
4. Regelförenkling	08
5. Gemensamt elcertifikatsystem med Norge	10
6. Samhällsaspekter på det svenska elcertifikatsystemet	12
7. Differentierad tilldelning av elcertifikat	16
8. Golv- och takpriser för elcertifikat	17
9. Kostnader för elproduktion	18
Bilaga 1. Stödsystem i Europa	23

1. INLEDNING, SAMMANFATTNING OCH FÖRSLAG

Sveriges Energiföreningars Riksorganisation (SERO) Svensk Vattenkraftförening (SVAF) och Svensk Vindkraftförening (SVIF) får härmed avge yttrande över tre rapporter inom Energimyndighetens uppdrag att se över elcertifikatsystemet: ER 2010: 27 Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elcertifikatpriser, ER 2010:28 Gemensam elcertifikatmarknad med Norge och ER 2010:30 Regelförenkling.

Yttrandet har sammanställts av en arbetsgrupp från de tre föreningarna som i texten refereras till som "Föreningarna".

Detta yttrande är upplagt så att efter sammanfattning och förslag följer ett avsnitt om synen på stödsystem för förnybar elproduktion, därefter avsnitt 3 - 5 som mer direkt granskar Energimyndighetens tre rapporter. Efter detta följer avsnitten 6 - 9 som fördjupar diskussionen av hur ett stödsystem kan påverka utvecklingen av förnybar elproduktion. Avsnitten är utformade så att de ska kunna läsas vart för sig utan alltför många hänvisningar sinsemellan. Vissa upprepningar har dock varit ofrånkomliga.

*

Föreningarna vill redan här peka på två punkter där vi ställer oss frågande inför dels vad som ingått i Energimyndighetens uppdrag och dels de resultat som framkommit i rapporterna. Den första punkten handlar om att trots ett vidsträckt uppdrag har Energimyndigheten inte behandlat ett antal grundläggande aspekter på stödsystem allmänt och certifikatsystemet i synnerhet. Vi hade velat se en samhällsekonomisk analys av certifikat- och fastprissystem. Vi efterlyser vidare en analys av tilldelningsperiodens längd liksom en framtida samordning med ett successivt utbyggt handelssystem för utsläppsrätter, europeiskt eller globalt.

Den andra punkten gäller den rapport som har störst betydelse för producenterna av förnybar el, den om gemensam elcertifikatmarknad med Norge. Vår granskning av rapporten pekar på ingen eller liten och osäker samhällsekonomisk vinst med en utvidgad marknad. Mot det skall ställas den osäkerhet som en utvidgad elcertifikatmarknad skapar och som sätter den numera hyggligt fungerande elcertifikatmarknaden på spel. Det perspektivet lyser med sin frånvaro i rapporten, vilket påtagligt minskar rapportens värde som underlag inför ett beslut om en eventuell gemensam elcertifikatmarknad med Norge.

*

Energimyndighetens rapporter pekar på stora förändringar som kan införas på elcertifikatmarknaden. Med dessa följer osäkerheter, främst för producenter men även för elkunder. Osäkerheterna kommer att vara större än vid något tidigare tillfälle sedan certifikatsystemet infördes.

De främsta osäkerheterna ligger i en gemensam certifikatmarknad med Norge, huruvida kvotkurvan är rätt anpassad till utfasningen av äldre kraftverk ur systemet, om ett överskott av elcertifikat kommer att fortsätta att råda samt huruvida EU:s krav på energieffektivisering leder till en lägre elkonsumtion.

Riksdagen har möjlighet att justera kvoterna i systemet för att hantera obalanser men har under de snart åtta år elcertifikatsystemet funnits ej utnyttjat detta. Svårigheterna med sådan justering kommer att öka med en gemensam norsk-svensk marknad.

Dessa osäkerheter leder till att investeringar i ny och förnyelse av äldre elproduktion riskerar att minska så att den planerade tillväxten inte uppnås. Föreningarna anser att det under en övergångstid på fyra år efter det att en gemensam marknad med Norge införs även skall införas ett antal stabiliserande faktorer. Dessa är främst golv- och takpris samt differentierad tilldelning av elcertifikat. En kontrollstation får avgöra det eventuella behovet av förlängning av de fyra årens övergångstid.

Den förnybara elproduktionen ersätter främst kolbaserad elproduktion och har därigenom en positiv effekt på miljö, klimat och människors hälsa. Trots detta subventioneras fortfarande fossil elproduktion samtidigt som den inte mer än i begränsad omfattning behöver betala för de skador den åstadkommer; ”pollutor pays” principen tillämpas inte inom denna sektor.

Till dess att fossilbränslenas externa kostnader för miljö, klimat och hälsa internaliseras i priset på el från sådana anläggningar är stödet till förnybar elproduktion en nödvändig kompensation och måste gälla under dessa anläggningars ekonomiska livslängd.

En faktor som inte behandlats i Energimyndighetens rapporter är den förnybara elproduktionens positiva inverkan på sysselsättning, regional utveckling samt den industriella utvecklingen. Detta måste beaktas när man utformar stöd till förnybar elproduktion.

För att förbättra funktionen på en med Norge gemensam elcertifikatmarknad föreslår Föreningarna följande åtgärder:

- Tilldelningsperioden 15 år förlängs till 30 år för vattenkraft och till 20 år för övriga
- Äldre kraftverks tilldelningsperiod förlängs från 2013 till 2018
- Golv- och takpris under en övergångstid
- Differentierad tilldelning av elcertifikat under en övergångstid
- Delcertifikat vid förnyelse av äldre anläggningar
- Elintensiv industri ska ingå i elcertifikatsystemet med kvoten 2 procent
- Utredningar tillsätts för att dels undersöka det svenska elcertifikatsystemets samhällsekonomiska effektivitet, dels ta fram produktionskostnader för olika elproduktionsslag.

2. ALLMÄNT OM SYNEN PÅ STÖDSYSTEM FÖR FÖRNYBAR ELPRODUKTION

Sverige har sedan 1970-talet haft olika typer av stödsystem för förnybar elproduktion. 1 maj 2003 infördes det senaste stödsystemet, elcertifikatsystemet. Detta har betytt mycket för utvecklingen av förnybar elproduktion i Sverige eftersom det i allmänhet har haft högre stödnivå än tidigare stödsystem.

Alla EU-länder har någon form av stöd till förnybar elproduktion. 22 medlemsländer tillämpar ett fastprissystem (feed-in tariff) och fem använder certifikatsystem. Det finns även några varianter av dessa. Behovet av stödsystem har accentuerats av Förnybarhetsdirektivet och dess mål för andelen förnybar energi till år 2020. Det är anmärkningsvärt att i uppdraget till Energimyndigheten inte ingått att göra en främst samhällsekonomisk analys av de båda grundsystemen och varianter av dessa.

Förslag: Energimyndigheten får uppdrag att genomföra en främst samhällsekonomisk analys av certifikat- och fastprissystemen och varianter på dessa.

Det svenska målet för elproduktion är att ny förnybar elproduktion ska öka från år 2002 till år 2020 med 25 TWh och att denna nivå bibehålls till år 2035 då elcertifikatsystemet upphör. Utvecklingen av ny förnybar el följer i huvudsak den kurva Energimyndigheten antagit. Det är emellertid inte troligt att utvecklingen kommer att följa kurvan i framtiden då anläggningar som tas i drift blir dyrare och ett överskott av el är sannolikt vilket gör priset på både certifikat och el lägre.

En sådan utveckling vore olycklig eftersom länder med goda förutsättningar för produktion av el förutsätts skapa ett överskott utöver sin kvot i Förnybarhetsdirektivet för att stödja sämre lottade länder, och samtidigt kunna ta betalt för detta.

Det svenska elcertifikatsystemet benämnes ett generellt och marknadsbaserat system som är konkurrensutsatt. Frånsett att det ska stimulera förnybar elproduktion ska det hålla kostnaderna nere för dem som finansierar systemet, elkunderna. Elintensiva företag har fått speciella fördelar, de representerar ca en tredjedel av elkonsumenterna i Sverige men behöver inte delta i elcertifikatsystemet. Man kan tolka detta som att vissa elkunder är betydelsefullare än producenterna på elmarknaden, även om stödsystemets avsikt är att stimulera ökad elproduktion från förnybara energikällor.

Även om certikaten handlas på en marknad är systemet kraftigt reglerat. En grupp producenter är utesluten, storskalig vattenkraft, en grupp konsumenter har kvotplikten noll, elintensiv industri, medan övriga elkunder tvingas ingå genom att deras elanvändning ska innehålla en förutbestämd kvot elcertifikat.

Men det finns ytterligare en reglering som hittills inte använts, riksdagens möjlighet att justera de fastlagda kvoterna om detta befinner lämpligt. Riksdagen har under snart åtta år inte gjort detta trots att det har funnits ett stort överskott av elcertifikat. Detta har medfört att priserna på elcertifikat har svajat en hel del under åren, från 120 till 370 för att nu (december 2010) ligga runt 230 kr/MWh.

Dessa pendlingar riskerar att öka och framförallt kommer priset att sjunka med kommande osäkerheter som gemensam marknad med Norge, kraftigt ökad elproduktion på den nordiska marknaden, minskad elanvändning till följd av EU:s effektiviseringsmål. Till detta kommer osäkerheten om hur mycket befintlig, certifikatberättigad elproduktion som kommer att försvinna från marknaden år 2013 och om kvoten för detta är rätt antagen. Ännu en osäkerhet är hur mycket produktion som framöver kommer att uppfylla kraven på renovering och mo-

dernisering för att få ny tilldelningsperiod. De svenska producenterna av förnybar el står inför en minst sagt osäker situation med sina långsiktiga investeringar, där minst 20 och ibland upp till 40 år skall överblickas.

Det svenska stödsystemet ger i en europeisk jämförelse ett lågt stöd. En rapport från European Renewable Energies Federation (Prices for Renewable Energies in Europe, 2009) visar att svenska producenter av förnybar el erhåller den näst lägsta ersättningen.

Elcertifikatsystemets uppgift är främja förnybar elproduktion. Att Sverige i motsats till de flesta andra länder valt ett stödsystem som (med undantag av den storskaliga vattenkraften) inte differentierar mellan olika produktionsslag eller anläggningsstorlekar, får ses som ett av många uttryck för den marknadsorientering som dominerar svensk energipolitik sedan 1990-talet. Nu är marknadsbaserade lösningar inte så lätta att åstadkomma inom energiområdet; få marknader uppvisar så många och stora imperfektioner som just energimarknaderna. Den avgörande bristen är att de inte beaktar de externa kostnaderna i form av miljö-, hälso- och klimateffekter som främst fossilbränslena (men också kärnkraften) orsakar.

För den svenska elmarknaden med dess marginalkostnadsprissättning och fysiska förbindelser med länder med stort inslag av kolkraft blir konsekvensen en konstlat låg prisnivå. Detta i sin tur ger lönsamhetsproblem för många förnybara produktionsslag. Elcertifikatsystemets stöd till förnybar elproduktion kan därför ses som en kompensation för att det (internationella) politiska systemet inte fattat tillräckliga beslut om avgifter, skatter, utsläppsrätter o d för att fullt ut internalisera fossilbränslenas externa kostnader.

Att den icke hållbara elproduktionen inte tvingas att internalisera sina externa kostnader är inte bara ett hot mot miljö, hälsa och klimat, det är också samhällsekonomiskt ineffektivt. Certifikatsystemet, som en näst bästa lösning, borde därför inte ha en tidsgräns för stödet till den hållbara elproduktionen. Ju längre fysisk, och därmed ekonomisk, livslängd en elproduktionsanläggning har, desto mer diskriminerande blir det med en tidsgräns i certifikatsystemet. De flesta elproduktionsslag har nu en livslängd som visserligen är mer än men inte så mycket mer än 15 år. Undantaget är vattenkraften med långt mer än dubbla livslängden; certifikatsystemets tidsgräns innebär därför en kraftig diskriminering av i första hand vattenkraften.

Förslag: Tiden för elcertifikattilldelning från det att en elcertifikatberättigad anläggning tas i drift utsträcks tillför vattenkraft 30 år och för övriga elproduktionsslag 20 år. För de anläggningar som den 1 maj 2003 godkändes för tilldelning utsträcks tiden till 1 januari 2018.

Andra och nu positiva externa effekter, som elmarknaden inte internaliserar, är konsekvenserna av vatten- och vindkraftens utspridda lokalisering. Båda produktionsslagen återfinns på landsbygden, inte sällan i rena glesbygden. Genom företagande och sysselsättning bidrar de till en levande landsbygd, inte sällan är de också komplement till jord- och skogsbruk. Se vidare avsnitt 6 där dessa argument redovisas utförligare.

Den småskaliga vattenkraft vi företräder har inte bara fördelar utan också smådriftsnackdelar, som bl a tar sig uttryck i högre produktionskostnader per kWh (se avsnitt 9). Utan hänsyn till detta har de senaste åren fastighetsskattesatsen och taxeringsvärdena höjts på ett sätt

som lett till en åttadubbling av fastighetsskatten. Den osäkerhet som är förknippad med en utvidgning av certifikatsystemet har också de små producenterna svårare att hantera. Till dess fastighetsskatten återställts till 0,5 %, eller 0,2 % som för vindkraft, och den utvidgade marknaden stadgat sig vill Föreningarna därför se en differentierad tilldelning av elcertifikat (se vidare avsnitt 7 för en närmare diskussion av hur detta kan utformas).

Förslag: För att balansera den närmast konfiskatoriska fastighetsskatten för vattenkraftverk upp till 10 MW och för att hantera den osäkerhet som är förknippad med en utvidgad certifikatmarknad införs en differentierad tilldelning av certifikat till dess att fastighetsskatten återställts till 0,5 % som för övriga elproduktionsanläggningar, eller 0,2 % som för vindkraft, respektive osäkerheten vid marknadsutvidgningen sjunkit till en rimligare nivå vilket den bör ha gjort inom fyra år efter det att en gemensam marknad införts.

Trots alla regleringar i det svenska stödsystemet har man valt att inte reglera transaktionskostnaderna, kostnaderna för överföring av elcertifikat från producenter till konsumenter. Elhandelsföretagen tar ut en marginal för överföringen av elcertifikaten på 10 - 45 procent, Det främjar inte kostnadsskyddet för elkunderna. Vad som kan göras åt detta diskuteras närmare i nästa avsnitt.

3. ÅTGÄRDER FÖR ATT SKYDDA ELKUNDEN MOT HÖGA ELCERTIFIKATPRISER (ER 2010:27)

Elcertifikatmarknadens ena del är producenter av förnybar elproduktion för vilka det är frivilligt att delta. I allmänhet gör de detta eftersom det medför ytterligare intäkter. Eftersom producentsidan är den del som ska stimuleras att bygga mer förnybar elproduktion bör prisnivån vara attraktiv för motivera detta.

Elcertifikatmarknadens andra del är kunderna, där det är ett tvång att delta (utom för den elintensiva industrin). Kundsidan kan också önska mer förnybar elproduktion, för det första eftersom det ökar tryggheten i elförsörjningen. För det andra tränger vatten- och vindkraftens låga marginalkostnader undan den dyraste kolkraften och ger alltså lägre priser.

För att på kort och medellång sikt balansera dessa två intressen har riksdagen tillgång till ett instrument i form av en årlig möjlighet att justera kvotnivåerna i elcertifikatsystemet. Riksdagen har emellertid hittills inte utnyttjat denna möjlighet trots att obalanser funnits.

Förslag: Energimyndigheten får i uppdrag att utreda hur en tätare, möjligen årlig, justering av kvoterna kan genomföras för att hantera under- och överskott på elcertifikat över vissa nivåer.

Föreningarna ser också andra möjligheter att tillfredsställa både intressena. I avsnitt 8 redovisas ett förslag till (temporärt) golv- och takpris i samband med en utvidgning av certi-

fikatmarknaden. I resten av detta avsnitt fäster vi uppmärksamheten på de ofta mycket höga transaktionskostnaderna i det svenska elcertifikatsystemet.

I Energimyndighetens rapport ER 2010:27, Åtgärder för att skydda elkunden mot höga certifikatpriser, konstateras att många faktorer kan påverka certifikatpriset: flaskhalsar som till exempel tillståndsgivning, över- eller underskott av elcertifikat, utvidgning av kvotplikten till elintensiv industri, en gemensam marknad med Norge, svårigheter att bestämma hur mycket produktion som faller bort fr o m 2013, hur många producenter som kommer att försöka kvalificera sina anläggningar för ny tilldelningsperiod, elkonsumentens utveckling.

Men Energimyndigheten har inte behandlat elhandelsföretagens, de som köper elcertifikat och säljer till sina elkunder, roll i prissättningen. Elhandlarna orsakar en transaktionskostnad bestående av administrativa kostnader och vinstpåslag. En sammanställning visar att elhandlarnas påslag på certifikaten i allmänhet ligger mellan 10 och 45 procent. Variationen är stor och i vissa fall är påslaget anmärkningsvärt högt. Den stora variationen pekar på att kostnaden för administration inte är det stora påslaget. Denna kostnad borde vara ungefär lika för alla elhandelsföretag.

Elkunden kan knappast bedöma påslagets storlek då elcertifikatpriset är en del av elpriset och det krävs stora kunskaper om elmarknaden för att beräkna det med utgångspunkt från spotpriser, energiskatt och moms. Elkunden kan i praktiken inte avgöra om påslaget är skäligt eller ej. Ett system som ska benämnas marknadsbaserat behöver transparens.

Om syftet med uppdraget till Energimyndigheten är att analysera faktorer som kan påverka elkundens kostnad för elcertifikat är det anmärkningsvärt att rapporten inte tagit upp transaktionskostnaderna.

Förslag: Energimyndigheten eller Energimarknadsinspektionen får i uppdrag att utreda vilka påslag på certifikatpriserna som elhandlarna tillämpar.

4. REGELFÖRENKLING (ER 2010:30)

Det svenska stödsystemet med elcertifikat för förnybar elproduktion är mycket komplicerat. Det gör det svårt för aktörerna på elcertifikatmarknaden att förstå och följa regelverket.

Komplexiteten i systemet gör det resurskrävande, de administrativa kostnaderna blir höga, något som står i motsatsförhållande till önskemålet att hålla låga kostnader till elkunderna, de som ska finansiera systemet. Även lagrådets yttrande påpekar att elcertifikatsystemet leder till en komplicerad och tekniskt präglad lagstiftning.

Förenklningar i det befintliga regelverket får inte förhindra införandet av nya regler med syfte att förbättra funktionen hos systemet, något som även Energimyndigheten påpekar i sin rapport.

I huvudsak instämmer Föreningarna med de förslag till ändringar Energimyndigheten föreslår men föreslår tillägg vilka redovisas nedan. Det som mest torde kunna minska de administrativa kostnaderna är att införa ett kraftfullt och ändamålsenligt IT-stöd.

Föreningarna anser att det är angeläget att regelverket för elcertifikat ska bli mera överskådligt, enhetligt och lättillgängligt och att administrationen blir enklare, effektivare samt kostar mindre. Det kan också finna skäl att ompröva grundläggande principer för att underlätta för små och medelstora företag. Här nedan några kommentarer till Energimyndighetens förslag

- Elintensiv industri deltar i utbyggnaden av förnybar energi och bör även bli kvotpliktigt. Vårt förslag är att elintensiv industri bidrar med 2 %. Frågan bör utredas.
- Många vattenkraftverk med effekten upp till 1500 kW kommer de närmaste åren efter 2012 att tas ur drift. Underhållet på kraftverksdammar minskar och omgivningarna påverkas. Det är inte rimligt att byta ut vissa delar t.ex. löphjul med livslängden 50-60 år efter 10-15 års produktion. Att helt riva ut den gamla anläggningen inklusive dammbyggnaden och bygga en helt ny anläggning är inte lönsamt om certifikat erhålls för enbart den ökade produktionen av el. Äldre anläggningar under 10 MW som renoveras och moderniseras bör få full tilldelning av certifikat om de uppfyller kraven på ny anläggning.

Vi föreslår även att äldre anläggningar ska få delade certifikat, se avsnitt 7. Vårt förslag är att sådana anläggningar under en ny tilldelningsperiod skall få delade certifikat för utbyte av delar i förhållande till de utbyten som krävs för att få anläggningen nyskick enligt Energimyndighetens definition. Kompensationen per kWh blir i sådan anläggning lägre än i en nybyggd anläggning.

- Vindkraftverk. I de flesta fall kommer många mindre vindkraftverk att ersättas med större vindkraftverk, som får certifikat under ny tilldelningsperiod. Produktionen från de mindre verken faller bort och måste ersättas med nya anläggningar och därför måste värdet 25 TWh el från förnybara energikällor ökas med motsvarande värde.

Inom vissa området (t.ex. södra Öland) går det inte att få tillstånd att ersätta mindre verk med större. Det innebär att dessa vindkraftverk kommer de närmaste åren efter 2012 att tas ur drift. Införs delade certifikat kan de drivas vidare och kompensationen per kWh blir för sådana vindkraftverk lägre än för nybyggda verk.

- Småskalig elproduktion har kostnadsnackdelar i förhållande till storskalig. Därför bör stödsystemet differentieras liksom i de flesta andra EU-länder. Förslaget redovisas närmare i avsnitt 7 och skall gälla från införandet av en gemensam marknad med Norge under en fyraårsperiod. En kontrollstation får avgöra en eventuell förlängning.
- Föreningarna delar Energimyndighetens uppfattning att låsa certifikat enligt kvotpliktsdeklarationen i avvaktas på ett lagakraftvunnet beslut.
- Vi är positiva till och önskar medverka i Energimyndighetens arbete med att ta fram ett nytt IT-stöd för hantering av ärenden om elcertifikat inklusive ansökningar, anmälningar och deklarerationer. Denna hantering är omfattande för alla inblandade par-

ter och resulterar i ett högt administrativt pålägg för kunderna. Det är viktigt att alla berörda parter deltar i arbetet med förslag till IT-stöd och att förslag på nödvändiga lagändringar tas fram.

5. GEMENSAMT ELCERTIFIKATSYSTEM MED NORGE (ER 2010:28)

5.1 Inledande synpunkter

I ett internationellt perspektiv är samarbeten mellan länder för att främja hållbar energiproduktion i allmänhet av godo, det är ett effektivare sätt att använda resurserna, det kan innebära spridning av ny teknik m m. Att Sverige skapar ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge, ett land som har om möjligt ännu bättre förutsättningar att ställa om sitt energisystem, känns dock inte som något särskilt stort steg framåt samtidigt som det skapar en hel del osäkerhet. Detta är också den framtoning Energimyndighetens rapport (ER 2010:28) har. Man förutser inte några mer påtagliga förändringar/konsekvenser samtidigt som man plikt-skyldigast pekar på de osäkerheter som skapas.

5.2 En granskning av för- och nackdelar med ett gemensamt elcertifikatsystem

Vilka är då de mål som för Energimyndigheten motiverar att man sätter en numera hyggligt fungerande elcertifikatmarknad på spel? De kan sammanfattas under två rubriker: En samhällsekonomiskt effektivare användning av resurserna och En bättre fungerande certifikatmarknad. Detta är också de motiv som anförs i uttalandet från de norska och svenska energiministrarna 8 december 2010.

De båda målen i den ena vågskålen och osäkerheten i den andra behandlas närmast slagordsmässigt, någon mer ingående analys av det som kan hända redovisas inte. Inte heller görs det någon avvägning mellan för- och nackdelar.

Den samhällsekonomiska effektiviteten måste bedömas utifrån hur ett gemensamt certifikatsystem (eventuellt) förändrar utbyggnaden av hållbar elproduktion. Vid en gemensam marknad räknar Energimyndigheten med en svensk utbyggnad på ca 14 – 15 TWh 2009 - 2020 att jämföra med ca 17 TWh i referensfallet, alltså 2 - 3 TWh mindre. Man säger också "att det endast är vindkraft som minskar" (ER 2010:28, s 55). Om det skall bli någon samhällsekonomisk vinst måste den minskade utbyggnaden i Sverige uppvägas av en ökning i Norge som dessutom måste ske i ett produktionsslag som har lägre kostnad än den svenska vindkraften. Det har förvisso den norska vattenkraften men att bygga ut den är så lönsamt även utan certifikat att en gemensam certifikatmarknad bara skulle öka utbyggnaden från ca 6,5 till 7,5 TWh (ER 2010:28, s 55 och figur 10 s 56). Resterade del av den norska ökade utbyggnaden avser vindkraft, som enligt rapporten kan förväntas ha samma kostnad som den svenska.

Den samhällsekonomiska vinsten skulle därmed inskränka sig till skillnaden mellan 40 – 50 respektive 65 – 70 öre/kWh för ca 1 TWh. Med tanke på den osäkerhet som finns i antaganden och beräkningar ligger detta klart inom felmarginalen och är inget argument för ett ge-

mensamt elcertifikatsystem. Än tveksammare till Energimyndighetens utredning på denna punkt blir man av antagandena om den svenska potentialen för biokraftvärme och vattenkraft på 8 respektive 1 TWh 2002 – 2020 (s 54). På mycket goda grunder skulle dessa antaganden (minst) kunna dubblas.

Målet en bättre fungerande elcertifikatmarknad handlar om den större konkurrens och likviditet som kan förväntas på den större gemensamma marknaden. Någon empirisk analys av att lärobokens utsagor skall slå in just i detta fall får vi inte. Och även om man hoppas på det bästa väger denna förmodade fördel ändå lätt jämfört med de olika osäkerheter som ett gemensamt elcertifikatsystem skulle skapa, främst på kort men också på lång sikt.

En summering av de osäkerheter utredningen själv pekar på innehåller till en början två förhållanden i det nuvarande certifikatsystemet: överskottet på ej annullerade certifikat och vad som händer vid utfasningen av många produktionsanläggningar 2013.

I ett gemensamt certifikatsystem tillkommer enligt utredningen en rad nya osäkerheter: en återhållande effekt på investeringar, att den politiska risken kan öka när flera länder ingår, utformningen av den norska kvotkurvan, skillnader i villkoren för att få tillstånd att uppföra nya anläggningar, olika fördelning av kostnaderna vid nätutbyggnad, den norska begränsningen av ägandet av vattenkraft, alla de nya regler som (främst i Norge) skall beslutas om, den administrativa apparat som (främst i Norge) skall komma på plats, att Norge ännu inte biträtt EU:s samarbetsmekanismer.

En studie av det norska förslaget till kvotkurva från norska regeringen, så som den presenteras i "Grunnlagsnotat – norske elsertifikatkvoter", visar att den volym som får ingå i certifikatsystemet från den beräknade starten 1 januari 2012 endast blir 0,75 TWh småskalig vattenkraft under 1 MW byggd efter 1 jan 2004. En så liten volym, även om den väntas öka med 1,47 TWh ny produktion under 2012, är en alldeles för liten volym för att skapa en fungerande norsk del i en gemensam marknad. Som jämförelse kan nämnas att då det svenska systemet startades lät man ca 6,5 TWh befintlig förnybar elproduktion gå in i systemet för att skapa en tillräckligt stor handelsvolym. Större delen av de 6,5 TWh som ingick var i de flesta fall redan lönsam storskalig biokraft. Med en så liten startvolym som 0,75 TWh riskerar man att skada den gemensamma marknadens funktion och skapa ytterligare osäkerheter. Den svenska regeringen bör därför uppmana den norska regeringen att öka startvolymen t ex genom att ta in många fler kraftverk för förnybar el byggda efter 1 jan 2004. Enligt norska Småkraftforeninga skulle ytterligare 160 kraftverk kunna anslutas. När ingångsvolymen ökas måste kvotkurvan ändras i motsvarande grad.

För att summera så långt visar utredningens empiriska analys ingen eller liten samhällsekonomisk vinst och några empiriska belegg för att certifikatmarknaden skulle fungera bättre anförs inte. Mot detta skall ställas alla de osäkerheter som utredningen pekar på. Mot den bakgrunden är det svårt att förstå att Energimyndigheten vill sätta en numera hyggligt fungerande elcertifikatmarknad på spel.

Förslag: För att hantera alla dessa osäkerheter införs ett temporärt golvpris under fyra år från det att den gemensamma marknaden börjar verka. Se vidare avsnitt 8.

5.3 En granskning av utredningens modellberäkningar

En stor del av utredningen ägnas åt modellberäkningar av utvecklingen fram till 2020, det gäller utbyggnaden av olika kraftslag, kostnadsstrukturen, prisnivåer, elhandel, export m m. Både det som Energimyndigheten själv gjort och det som hämtats från olika underrapporter verkar vara ett hyggligt hantverk. Resultaten är också odramatiska, de pekar på den fördelning av utbyggnaden som man kunde vänta sig, inga påtagliga priseffekter, ett ökat elöver-skott m m.

Alla dessa modellberäkningar har den stora för att inte säga avgörande svagheten att de enbart bygger på antaganden om fysiska potentialer och kostnader. Det sägs ingenting om aktörerna eller entreprenörerna, de människor och företag som skall realisera de fysiska potentialer som kan finnas. Med den norska vattenkraften är det inga problem men hur är det för bio- och vindkraften med tanke på både hur litet av detta som finns i Norge och vilka startsträckorna varit i Sverige. Alla de institutionella förutsättningar som måste vara uppfyll-da räknas upp flera gånger i rapporten utan att det förs någon närmare diskussion om huru-vida det är realistiskt att tänka sig att det finns på plats i god tid före 1 januari 2012. Det verkar föga troligt att en sådan tidsplan kan uppfyllas; om en marknadsutvidgning skall genom-föras kan den med fördel skjutas ett år framåt i tiden.

Förslag: Det gemensamma certifikatsystemet införs först 1 januari 2013.

5.4 Övriga synpunkter

Tyvärr begränsar sig Energimyndighetens utredning till att diskutera tillståndsfrågorna för vindkraften, vilket görs desto utförligare, medan de andra kraftslagen lämnas därhän. Sär-skilt vattenkraftens tillståndsproblematik hade behövt lyftas fram, den är lika komplex som vindkraftens.

På s 61 sägs att för vattenkraften har hänsyn "inte tagits till vilka projekt som kan få godkänt i miljöprövningen." Eftersom detta tycks gälla alla kraftslag är det svårt att förstå varför det påpekas enbart för vattenkraften.

På s 81 sägs att "De lokala miljöfrågorna ställs på så sätt mot nationella energi- och miljö-mål." Formuleringen ger intryck av att författarna enbart kan föreställa sig (natur)miljömål på lokal nivå, där finns ju i hög grad också kulturmiljömål, energimål liksom företagande och sysselsättning att ta hänsyn till. Och klimataspekten lyser här liksom mestadels i rapporten med sin frånvaro.

6. SAMHÄLLSASPEKTER PÅ DET SVENSKA ELCERTIFIKATSYSTEMET

Vid utgången av 2012 upphör den generella tilldelningen av elcertifikat till den äldre elcerti-fikatberättigade elproduktionen. Tilldelning av elcertifikat skall därefter gälla enbart för ny produktion av förnybar el tillkommen efter 1 maj 2003 under en period av 15 år från idrift-tagningen.

6.1 Vattenkraft

Utan ett fortsatt stöd till den småskaliga vattenkraften kommer denna inte att ha en intjäningsförmåga som möjliggör nödvändiga reinvesteringar för fortsatt elproduktion. Detta innebär att minst 2 TWh förnybar och utsläppsfri elenergi på sikt kommer att försvinna från den svenska elförsörjningen. Behovet av stöd till den småskaliga vattenkraften beror på dess relativt höga drift- och underhållskostnad jämfört med den storskaliga vattenkraften. D & U kostnaderna kan uppskattas till 19 à 23 öre per kWh för de minsta verken. Därtill kommer den särskilda fastighetsskatten, som drabbar såväl storskalig som småskalig vattenkraft, och kan beräknas till ca 5 öre per kWh. Därmed uppgår den rörliga kostnaden för de små kraftverken till 24 à 28 öre kWh. Vid ett försäljningspris på kraftverkets elproduktion om 50 öre kWh förräntar detta en investering på ca 2,50 kr per årskilowattimme om den rörliga kostnaden sätts till 26 öre per kWh. En nyinvestering idag i ett nytt kraftverk ligger på 6 à 9 kr per årskilowattimme. Någon reinvestering i dessa små kraftverk när nuvarande utrustning nått sin tekniska livslängd finns det således inget ekonomiskt utrymme för.

Den situation som då riskerar uppstå är alltså att ca 2 TWh förnybar och utsläppsfri el efterhand kommer att försvinna från marknaden. För att uppfylla vårt klimatmål kommer de bortfallande 2 TWh att behöva ersättas med annan ny förnybar elproduktion som då enligt gällande stödsystem kommer att vara berättigat till stöd från elcertifikatsystemet. Och även om annan förnybar elproduktion tillkommer innebär en nedläggning av småskalig vattenkraft motsvarande ökning av den kolkraft som opererar på marginalen i det nordiska kraftsystemet.

De kraftverk som kommer att läggas ned representerar idag ett samlat värde på ca 10 miljarder kr. De investeringar som måste göras i annan förnybar elproduktion för att ersätta den bortfallande kan beräknas uppgå till ca 14 miljarder kronor om det t.ex. är fråga om ny vindkraft som ersättningsproduktion. Detta leder till en kapitalförstöring som kommer att drabba ägarna till de små kraftverken. Dessa är huvudsakligen privatpersoner som bor i glesbygd där de flesta av de 2.000 småskaliga vattenkraftverken är belägna. Dessutom beräknas dessa kraftverk enbart för att hålla igång driften av kraftverken idag ge ca 2.000 personer ett bidrag till sin försörjning. Detta möjliggör för dem att stanna kvar och verka i glesbygden och därmed bidra till att de regionalpolitiska målen med näringsverksamhet i glesbygd kan uppnås. De mister således inte bara det kapital de investerat i sitt vattenkraftverk utan även ett väsentligt bidrag till sin försörjning (se vidare 6.3). Denna kapitalförstöring innebär också en onödig negativ belastning på vår miljö och vårt klimat.

Andra samhällsaspekter som kan lyftas fram som en konsekvens av en nedläggning av dessa små kraftverk är att vi kommer att få en ökad sårbarhet i samhället vid omfattande störningar i elförsörjningen och att en stor del av de ca 2.000 dammar som finns vid dessa kraftverk riskerar i fortsättningen att få ett bristfälligt underhåll om kraftverket avvecklas. Staten har dessutom sedan 1997 infört strikt ansvar för dammägare. Många av dessa mindre kraftverk är uppförda under första hälften på 1900-talet och kraftverksbyggnaderna representerar ett stort kulturhistoriskt värde som också riskerar gå förlorat. De ligger dessutom ofta på ställen där vattenkraften utnyttjats i många hundra år.

Elcertifikatsystemet är konstruerat som ett tekniskt neutralt system som styr mot kostnads-effektiva investeringar i förnybar energi. Detta förutsätter dock att konkurrerande produktionssystem behandlas likvärdigt från myndigheternas sida vilket inte är fallet idag. Text belastas vattenkraften med en fastighetskatt om 3,2 % mot vindkraftens 0,2 %.

En enkel lösning för att bibehålla den befintliga produktionen av 2 TWh utsläppsfri och förnybar energi, som de nedläggningshotade småkraftverken representerar, är att generellt tilldela dessa kraftverk elcertifikat även efter 2012. Detta är både klimatmässigt, samhälls-ekonomiskt och privatekonomiskt en fördelaktig lösning.

6.2 Vindkraft

Ovanstående beskrivning gäller i princip även för vindkraften. När vindkraftverken har nått sin tekniska livslängd och elcertifikatsystemet har upphört finns det inte något utrymme för att utföra större reparationer utan produktionen måste stoppas. Detta gäller i först hand i områden där kommunen och länsstyrelsen har infört restriktioner, som hindrar byte av flera mindre verk till större och färre verk.

Utvecklingen inom vindkraftområdet går mycket fort och det pågår diskussioner om att ersätta många mindre verk med färre, större och effektivare verk. Detta har inletts på Näsudden. Det har visat sig vara mycket komplicerat då många intressenter blir inblandade och det kräver i högsta grad myndigheternas medverkan. Resultatet kan bli att enda möjligheten är att driva de mindre verken vidare men det förutsätter en utökad stödperiod.

Efter det att stödperioden har gått ut och större reparationer blir nödvändiga, anser Föreningarna att stödperioden kan förlängas och att anläggningarna ska tilldelas en andel elcertifikat i förhållande till reparationskostnaden om det inte är möjligt att byta de mindre verken mot större verk. Ett förslag till utformning av regler för ny tilldelningsperiod för både vatten- och vindkraftverk bör tas fram.

6.3 Sysselsättningseffekter vattenkraft

Baserat på Energimyndighetens rapport Elcertifikatsystemet 2010 kan man räkna med att från och med 2013 till och med 2024 kommer 5.694 MW, 16.319 GWh eller cirka 2.000 anläggningar inom vattenkraft, vindkraft, bioenergi och en liten andel solenergi att fasas ut ur elcertifikatsystemet. Av det utgör vattenkraften 583 MW, 2.526 GWh eller cirka 1.000 anläggningar där hela 80 % fasas ut från och med 2013. För många småskaliga vattenkraftverk lönar det sig inte att göra de omfattande åtgärder som krävs för att få fortsatt tilldelning av elcertifikat. Uteblivna investeringar i renoveringar leder på sikt till att anläggningar läggs ner. Men redan på kort sikt leder det till att leverantörer och servicepersonal får mindre uppdrag.

En grov uppskattning av påverkan på sysselsättningen för vattenkraften kan göras på följande sätt. Anta att av de 1.000 vattenkraftverk som fasas ut ur elcertifikatsystemet från och med 2013 kommer 800 att på sikt läggas ner. Enligt European Small Hydropower Association (ESHA) sysselsätts 20.000 direkt eller indirekt i den småskaliga vattenkraften (≤ 10 MW) inom EU 15. Eftersom Sverige står för ca 10 % av produktionen inom EU 15 antas 2.000 personer i Sverige vara direkta eller indirekta sysselsatta i den småskaliga vattenkraften. Eftersom det finns knappt 2.000 småskaliga vattenkraftverk i Sverige sysselsätts det drygt en person per vattenkraftverk. Det betyder att av de 800 vattenkraftverk som enligt exemplet läggs ner

skulle alltså cirka 800 personers sysselsättning att beröras. Det här är en grov uppskattning och betydligt mer omfattande studier måste göras för att bekräfta de angivna siffrorna.

Som framhållits tidigare i avsnittet vore det en såväl klimatmässigt som samhällsekonomiskt och privatekonomiskt fördelaktig lösning att behålla de hotade kraftverken i produktion. Argumenten i detta avsnitt leder också de till ett par av de förslag som förs fram i avsnitten 2 och 7.

Förslag: Förläng tiden för certifikattilldelning till 30 år för småskalig vattenkraft och 20 år för övrig förnybar elproduktion. För de anläggningar som omfattats av certifikatsystemet från 1 maj 2003 förlängs tilldelningstiden till 1 januari 2018.

Förslag: För mycket omfattande men ej totala upprustningar införs delcertifikat med samma tilldelningsperioder som hela certifikat.

6.4 Sysselsättningseffekter vindkraft

I rapporten Jobb i medvind (2009), gjord av Nils Andersson på uppdrag av Svensk Vindenergi, framgår bl a följande. En utbyggnad av vindkraften med 25 TWh år 2020, varav 15 TWh på land och 10 TWh till havs, kan skapa 12.000 nya årsarbeten jämfört med år 2008, där antalet årsverken var 2.000. Om svensk industri skulle kunna nå en marknadsposition som påminner om den som dansk, spansk eller tysk har uppnått på sina respektive hemmamarknader ökar arbetstillfällena till 18.000 årsverken år 2020.

Enligt US Department of Energys basmodell går det 2008 ungefär 15 årsarbeten per installerad MW vid tillverkning och montering av vindkraftverk fördelat på

- Turbin och generator 4,5
- Torn och fundament 1,5
- Montering 2,0
- Övriga direkta effekter (vägar, ledningar m.m.) 1,5
- Effekter i nästa led (underentreprenörer m.m.) 2,5
- Multiplikatoreffekter i alla led ovan 3,0

På motsvarande sätt har man beräknat arbetskraftsåtgången för löpande drift och underhåll av vindkraftverk i USA. Enligt Department of Energys studie går det åt:

- 0,27 manår i direkt arbetskraft per installerad MW (direkta effekter)
- 0,07 manår i indirekt drift och underhåll (indirekta effekter)
- 0,15 manår i multiplikatoreffekter (inducerade effekter)

Detta innebär att det per installerad MW går ungefär en halv årsarbetskraft i drift och underhåll, multiplikatoreffekter inkluderade.

Daniel Prefect (Noden Strömsunds kommun i Nätverk för vindbruk) redovisar följande preliminära uppgifter från Vindparken Havsnäs med 48 vindkraftverk (45 Vestas V90 2 MW och 3 Vestas V90 1,8 MW):

Projekterings- och byggskedet 20,8 årsarbeten per verk varav 25 % är regional sysselsättning. Driftfasen under 25 år 0,52 - 0,63 årsarbeten per verk varav 0,42 är regional sysselsättning.

7. DIFFERENTIERAD TILLDELNING AV ELCERTIFIKAT

7.1 Allmänna synpunkter

De flesta EU-länder har ett differentierat stöd till el från förnybara energikällor, detta för att relatera produktionskostnaderna till olika produktionslag och storlek på anläggning. Stora anläggningar har skalfördelar och kan producera el till lägre kostnader och är därför inte i behov av samma stöd som mindre anläggningar. Det svenska stödsystemet med elcertifikat är generellt och tar inte hänsyn till att produktionskostnaderna varierar med produktionslag och anläggningsstorlek.

Differentierad tilldelning av elcertifikat förekommer emellertid redan inom det svenska elcertifikatsystemet. Vattenkraft över 1,5 MW anses alltför lönsam och ej i behov av elcertifikat. Men vid en uppgradering uppstår kapitalkostnader varvid även större vattenkraftverk erhåller tilldelning motsvarande produktionsökningen som andel av den totala produktionen, en differentierad tilldelning.

Ur elförsörjnings-, miljö-, klimat- och sysselsättningssynpunkt är det viktigt den småskaliga produktionen bibehålls och kan nyetableras även om den har högre produktionskostnader. Den avgörande marknadsimperfectionen är ju att den uteblivna internaliseringen av fossilbränslenas externa kostnader skapar ett konstlat låga elpris. Ur elförsörjningssynpunkt har för samhället en icke-förlorad förnybar kWh samma värde som en nytillkommen, på motsvarande sätt ersätter varje icke-förlorad förnybar kWh lika mycket kolkraft. Sysselsättningsmässigt bidrar den småskaliga elproduktionen till att hålla hela landet levande. Se avsnitt 6 där dessa argument utvecklas.

Det svenska elcertifikatsystemet, i likhet med andra stödsystem inom EU, bör därför prioritera nybyggnad och fortlevnad av små produktionsanläggningar genom att stödet differentieras. Modernt IT-stöd medför att sådan differentiering blir en engångsåtgärd per anläggning. Differentierad tilldelning hanteras redan idag av IT-systemet vid prestandahöjningar i storskalig vattenkraft.

Förslag: Ett differentierat tilldelningssystem kan få följande utformning, där differentieringen sker utifrån produktionslag och anläggningsstorlek. Tilldelningsperioden varierar i enlighet med förslaget i avsnitt 2. För vatten- och vindkraftverk avser storleken individuell generator. För solkraft förutsätts att det därutöver finns ett riktat stöd om minst samma omfattning som i dag.

<u>Produktionslag</u>	<u>0-50 kW</u>	<u>50-100 kW</u>	<u>100-500 kW</u>	<u>500-1500 kW</u>	<u>1,5-10 MW</u>	<u>10-20 MW</u>
Vattenkraft	2,5/30 år	2,5/30	2/30	1,5/30	1,0/30	
Vindkraft, land	2,5/20 år	2,5/20	2/20	1,5/20	1,0/20	0,75/20
Vindkraft, hav	2,5/20 år	2,5/20	2,5/20	2,0/20	2,0/20	2,0/20
Biokraft	2,5/20 år	2,5/20	2/20	1,5/20	1,0/20	0,5/20
Solkraft	5/20 år	5/20	4/20	4/20	3/20	3/20

7.2 Delcertifikat för en ny tilldelningsperiod

För att få en ny tilldelningsperiod krävs enligt nuvarande regelverk en total upprustning av hela kraftverket. Det innebär att även väl fungerande utrustning med en förväntad kvarvarande funktionstid på mer än 15 år måste bytas ut eller åtgärdas. Kostnaden för detta kan utgöra en trappstegskostnad som ägaren inte klarar av. Följden blir då att kraftverket körs vidare till dess driftkostnaden överstiger intäkterna, varpå driften upphör och därmed produktionen av ren förnybar el.

Riksdagens intentioner är att Sverige ska producera så mycket ren förnybar el som möjligt till lägsta kostnad för samhället. Att förhindra "onödig" utslagning av produktion till följd av ett fyrkantigt regelverk kan inte ligga i någons intresse. En icke-förlorad kWh är för samhället lika mycket värd som en nyproducerad. Genom att göra mindre justeringar i regelverket för ny tilldelningsperiod kan problemet lösas på ett smidigt sätt.

Förslag: Om ett kraftverk under de föregående 10 åren har rustats till en kostnad motsvarande ett visst procenttal, t ex 50 procent, av en helrenovering enligt Energimyndighetens krav skall kraftverksägaren ges rätt att få elcertifikat för 50 procent av produktionen under en ny tilldelningsperiod.

Fördelarna är många. Produktionen kan bli lönsam och fortgår till 100 procent i ytterligare minst en tilldelningsperiod. För samhället innebär det att kostnaden för att producera en viss kvantitet ren förnybar el sjunker till 50 procent av vad det skulle kosta att producera motsvarande mängd el via nybyggd produktion. Dessutom skulle viss kapitalförstöring genom nedläggning undvikas. Vidare skulle underhållet av viktiga kraftverksdammar fortsatt kunna bekostas via kraftverksdriften och inte behöva övertas av samhället. För en bygd har fortsatt drift av kraftverk stort värde och intäkterna kan betyda att människor kan bo kvar med stöd av de intäkter elproduktionen ger.

En liten nackdel är den ökade administrationen vid det tillfälle procentsatsen nedlagda kostnader ska bestämmas jämfört med beräknad kostnad för totalrenovering. Beräknad tidsåtgång för detta 1-2 mantimmar per ärende. Modern IT-stöd gör emellertid att fortsättningen enbart medför försumbar meradministration.

Om ytterligare investeringar genomförs i kraftverket skulle procentsatsen kunna ökas i relation till totalrenoveringen.

8. GOLV- OCH TAKPRISER FÖR ELCERTIFIKAT

Redan i dagsläget, och bortsett från en eventuell gemensam elcertifikatmarknad med Norge, finns en rad faktorer som gör utvecklingen på certifikatmarknaden osäkrare än på mycket länge. Två systemimmanenta faktorer är det stora överskott på certifikat som ackumulerats och vad utfasningen av många anläggningar 2013 innebär. På elmarknaden finns också flera faktorer som är svåra att bedöma, främst om efterfrågan på el kommer att minska till följd

av effektiviseringskrav. Även det framväxande elöverskottet - Nordel talar om + 80 TWh till 2025 i det nordiska elsystemet - skapar en osäkerhet.

Den faktor som skapar störst osäkerhet är emellertid den eventuella utvidgningen av elcertifikatmarknaden till att också omfatta Norge. Vi har i avsnitt 5 närmare diskuterat vilka konsekvenser detta kan få samtidigt som vår genomgång visar att den samhällsekonomiska vinsten är ingen eller liten och osäker.

Denna redan i utgångsläget påtagliga osäkerhet skulle öka kraftigt vid en utvidgning av certifikatmarknaden och allvarligt riskera fortsatta investeringar i förnybar elproduktion, i synnerhet bland privata investerare inom vindkraft och småskalig vattenkraft, vilka är beroende av lån med goda villkor från finansieringsinstituten.

Förslag: För att inte hindra utvecklingen av ny förnybar elproduktion införs ett golvpris och ett takpris för elcertifikat. Som golvpris föreslås 300 kr per elcertifikat och beträffande takpris föreslås att Energimyndigheten gör en utredning om lämplig nivå. Föreningarna ansluter sig på den senare punkten därmed till vad Konjunkturinstitutet framför i sin reservation till rapport ER 2010:27.

Nivåerna på golv och tak kan justeras vid de kontrollstationer Energimyndigheten föreslår. Behovet av golv och tak förstärks av riksdagens ovilja att justera de årliga kvoterna för att stabilisera elcertifikatmarknaden.

En hänvisning kan även göras till det stödsystem med elcertifikat som finns i Storbritannien. Det certifikatsystemet har en inbyggd stöddämpare i inlösenpriset för bristande kvotuppfyllelse av certifikat. Systemet innehåller även differentierad tilldelning. Prisnivån på certifikat är 450 – 550 kr per MWh, vilket är ungefär dubbla den svenska nivån.

9. KOSTNADER FÖR ELPRODUKTION

9.1 Inledande synpunkter

Dessa kostnader kan i huvudsak delas in i kapitalkostnader, kostnader för drift, underhåll, reparation och modernisering, kostnader för administration samt kostnader för skatter och avgifter kopplade till anläggningen och dess produktion. Alla dessa olika produktionskostnader måste finnas med i en rättvisande analys.

Det finns osäkerheter i det ekonomiska utfallet för alla produktionslag. För samtliga gäller den politiska osäkerheten som ändrade villkor och skatter. För de bränslebaserade produktionslagen gäller variationer i bränslepriser och för de väderberoende sol, vind och vatten gäller avvikelser i vädret som torrår eller våtår inom vattenkraften och motsvarande för sol och vind.

En skillnad i produktionskostnader, som är oberoende av bränslepriser och väder, är anläggningsstorleken. Produktionskostnaderna är inte linjärt proportionella mot installerad effekt. Små anläggningar har skalnackdelar och därmed högre produktionskostnader.

Det svenska elcertifikatsystemet är generellt och tar inte hänsyn till produktionskostnader, med undantag av storskalig vattenkraft som är utesluten på grund av alltför hög lönsamhet. De flesta stödsystem för förnybar elproduktion i Europa tar hänsyn till denna skillnad och differentierar stödet, både till storlek och till energikälla. Skälet till detta är att man vill se en jämnare utveckling av alla produktionsslag samt att man ser samhällsfördelar med småskalig elproduktion.

Fördelarna av en jämn utveckling av alla produktionsslag ligger i bibehållande av kompetens för nyproduktion, för drift, underhåll och uppgraderingar liksom för en god teknisk utveckling och ökande kapacitet hos leverantörer. Andra samhällsfördelarna med småskalig elproduktion är:

- Den utgör distribuerad elproduktion spridd i elnätet. Den minskar därmed överföringsförlusterna och bidrar till att korrekt spänning kan upprätthållas samt en höjning av försörjningstryggheten.
- Generellt förekommer den småskaliga elproduktionen på landsbygden, skapar där arbetstillfällen och bidrar till att hela Sverige kan leva.
- Småskalig elproduktion ger tillfällen att utveckla verksamheter för skapande och entreprenörsinriktade personer och mindre företag. Den ger meningsfull sysselsättning eftersom den utgör en samhällsnyttig funktion med låg miljöbelastning. Den höjer även kunskapen om och förståelsen för energiförsörjningen.
- Den är personalintensiv och skapar därför fler arbetstillfällen per producerad energienhet, vilket är en nackdel ur produktionskostnadssynpunkt men en fördel för sysselsättningen i samhället.

Ett relativt större stöd till småskalig elproduktion ökar elpriset till slutkund enbart marginellt eftersom den sammanlagda småskaliga elproduktionen är liten i förhållande till den storskaliga. Eftersom vattenkraften har så lågt marginalpris kommer den att tränga ut den dyraste kolkraften och därigenom i stället sänka elpriset till slutkund.

I Elforskrapporten 2007:50 El från nya anläggningar beskrivs huvudsakligen större anläggningar. Den snabba utvecklingen, framförallt av bränslepriser, har medfört att den ej längre är helt aktuell. Elforsk arbetar därför med efterföljaren som beräknas komma ut under 2011.

Nedan följer uppdaterade produktionskostnader för småskalig vattenkraft och vindkraft.

9.2 Småskalig vattenkraft

Kapitalkostnader

Kapitalkostnader består av kostnader för ränta för investerat kapital samt avskrivningar. Mindre produktionsanläggningar byggs ofta av mindre företag eller privatpersoner och dessa är vanligen hänvisade till banker för finansieringen. Bankerna bedömer lönsamheten och de säkerheter som kan knytas till projektet.

Osäkerheter om framtida intäkter, risk för politiska ingrepp i regelverket samt otillräcklig säkerhet för lånet höjer räntesatsen och sänker den andel banken kan låna till projektet. Småskaligheten har här en nackdel, differensen i räntesättningen i förhållande till större etablerade energibolag kan vara över 1,5 procent, i synnerhet om de senare projekten har kommunal borgen.

För att finansiera markköp och vattenrätt, projektering, samt anläggande av ett mindre vattenkraftverk krävs i allmänhet en finansiering av 6-9 kronor per årskilowattimme. Att ange kostnaden i kronor per årskWh är ett sätt normera den specifika utbyggnadskostnaden. Ett kraftverk på 250 kWh beräknas under ett normalår producera 1.000.000 kWh och beräknas få en utbyggnadskostnad på 8 mkr. Utbyggnadskostnaden är då 8 kr per årskWh. Mindre anläggningar har högre specifik utbyggnadskostnad än större.

Följande kalkyl ger den årliga kapitalkostnaden. Anläggningen är på 250 kW, utbyggnadskostnaden 8 kr per årskWh ger investeringen 8 mkr, kalkylräntan 6 procent, avskrivningstid 30 år (=den ekonomiska livslängden, den tekniska är längre), det investerade kapitalet amorteras linjärt så att i genomsnitt hälften av det är bundet under de 30 åren.

Räntekostnad (6 %)	240.000 kr motsvarande 24 öre/kWh
Avskrivningskostnad (3,33 %)	<u>267.000 kr motsvarande 27 öre/kWh</u>
Summa	507.000 kr 51 öre/kWh

Kostnader för drift, underhåll, upprustning och modernisering

Det är lämpligt att de årliga kostnaderna för drift och underhåll innehåller avsättningar till framtida upprustningar och moderniseringar. Dessa typer av kostnader har under senare tid ökat snabbare än de allmänna kostnadsökningarna, sannolikt beroende på det stora inslaget av personella resurser.

Tillsyn och normalt underhåll	9-13 öre/kWh
Upprustning, modernisering	<u>5 öre/kWh</u>
Summa	14-18 öre/kWh

Administrativa kostnader

Dessa kostnader utgörs av försäkringar, kostnader för myndighetstillsyn samt den administration som krävs för verksamheten. Kostnaden kan generellt sättas till 5 öre/kWh.

Skatter och avgifter

Här är fastighetsskatten den helt dominerande efter de senaste höjningarna av skattesatsen, där ingen nedsättning gjorts för småskalig i förhållande till storskalig vattenkraft, något som tidigare var regel. Fastighetsskatten för småskalig vattenkraft motsvara idag nära 5 öre/kWh. Avgifter i övrigt är avgifter till vägföreningar och liknande. Sammanlagt beräknas kostnader för skatter och avgifter motsvara 5 öre/kWh för den småskaliga vattenkraften.

Sammanfattning

Sammantaget blir produktionskostnaden för ny småskalig vattenkraft 75-79 öre per kWh, för kraftverk under 250 kW ännu högre. Kapitalkostnaden är den dominerande kostnaden. Med

mycket god säkerhet och med lägre avkastningskrav på den egenfinansierade delen kan kapitalkostnaderna sänkas något, men detta får ses som ett undantag.

För att stimulera till investering i småskalig vattenkraft krävs ett robust stödsystem med tillräcklig nivå på stödet. Energiinvesteringar är mycket långsiktiga och kräver långsiktiga och stabila villkor för att locka investerare.

9.3 Vindkraft

Kapitalkostnader

Kapitalkostnaderna i vindkraftprojekt har i stort sett samma kännetecken som för den småskaliga vattenkraften vad gäller osäkerheten i projektkalkylerna, kraven på säkerheter, den relativt höga andelen egenfinansiering m.

För att finansiera projektering och anläggande av ett vindkraftverk krävs i allmänhet 6-8 kronor per årskilowattimme (för att normera den specifika utbyggnadskostnaden på samma sätt som för vattenkraften). Ett kraftverk på 2.000 kW beräknas under ett normalår producera 5.400.000 kWh i ett mycket bra kustläge, 4.400.000 kWh i bra kustläge och 4.000.000 kWh i bra inlandsläge och beräknas få en utbyggnadskostnad på 32 mkr. Utbyggnadskostnaden är då i de tre nämnda lägena 5,9, 7,3 respektive 8,0 kr per årskWh. Mindre anläggningar har högre specifik utbyggnadskostnad än större.

Följande kalkyl ger den årliga kapitalkostnaden. Anläggningen är på 2.000 kW, investeringen 32 mkr, kalkylräntan 6 procent, avskrivningstid 15 år (=den ekonomiska livslängden, den tekniska är längre), det investerade kapitalet amorteras linjärt så att i genomsnitt hälften av det är bundet under de 15 åren.

		Mycket bra kustläge	Bra kustläge	Bra inlandsläge
Räntekostnad (6 %)	960.000 kr eller	18 öre/kWh	22 öre/kWh	24 öre/kWh
Avskrivningskostnad (6,67 %)	<u>2.133.000 kr eller</u>	<u>40 öre/kWh</u>	<u>48 öre/kWh</u>	<u>53 öre/kWh</u>
Summa	3.093.000 kr eller	58 öre/kWh	70 öre/kWh	77 öre/kWh

Kostnader för arrendeavgift, drift och underhåll, nätavgifter, försäkring, miljötillsynsavgift, miljöskadeavgift, administration, fastighetsskatt.

Arrendeavgiften beräknas som 4 % på bruttointäkten där varje kWh antas inbringa 0,70 kr.

Drift- och underhållskostnaden består av ägarens löpande tillsyn 50.000 kr och planerat underhåll från vindkrafttillverkaren inklusive reservdelar till en kostnad av 10 öre/kWh. I detta fall sker ingen avsättning till en reparation.

Kraftbolagen tar ut olika avgifter beroende på hur vindkraftverket är placerat i bolaget nät. Totala kostnaden är 180.000 kr varav en fast årlig avgift på 25.000 kr och 77,50 kr/kWh.

Försäkring 60.000 kr.

Administrativa kostnader (miljötillsynsavgift, miljöskadeavgift samt den administration, som krävs för verksamheten) beräknas till 30.000 kr varav 5.000 kr för miljöskadeavgift och 5.000 kr för avläsning av elmätare.

Fastighetsskatten är 0,2 % av vindkraftverkets taxeringsvärde 6.400 kr/kW. Totala kostnaden är 25.600 kr.

Summa rörlig kostnad	19 öre/kWh	21 öre/kWh	21 öre/kWh
----------------------	------------	------------	------------

Sammanfattning

Sammantaget blir produktionskostnaden för ny vindkraft i de tre olika goda vindlägena

Mycket bra kustläge	4.389.800 kr	76 öre/kWh
Bra kustläge	4.261.800 kr	91 öre/kWh
Bra inlandsläge	4.210.600 kr	99 öre/kWh

Kapitalkostnaden är även för vindkraften den dominerande kostnaden. Med mycket god säkerhet och med lägre avkastningskrav på den egenfinansierade delen kan kapitalkostnaderna sänkas något, men detta får ses som ett undantag.

Också för vindkraften krävs ett robust stödsystem med tillräcklig nivå på stödet för att locka till investering. Energiinvesteringar är mycket långsiktiga och kräver långsiktiga och stabila villkor för att locka investerare.

BILAGA 1. STÖDSYSTEM I EUROPA

1. Inledande synpunkter

Energikonsumtionen växer kraftigt i utvecklingsländerna, framför i allt Kina, Indien och Brasilien. Det är angeläget att snarast öka användningen av all förnybar energi, som finns i överflöd, endast 1/10 000 -del till 1/15 000 -del av solinstrålningen till jorden behövs för mänsklighetens energibehov idag. Världen har redan nått "oljepeaken" dvs. konsumtionen av olja är högre än produktionen i befintliga oljekällor. Inte heller de begränsade kol- och urantillgångarna kommer att klara den ökade energikonsumtionen i världen.

Användning av energi från förnybara energikällor behöver ett allmänt stöd (kompensation) för att nå Europeiska Unionens mål beträffande elgenerering så länge som elpriserna till fullo inte inkluderar de externa kostnaderna för miljö-, hälso- och klimatteffekter (EU-direktiv 2009/28 EC från 2009-04-24).

Denna kompensation, som bestäms av politiken, sker efter två huvudprinciper: A) fast pris per producerad enhet baserad på varje energislags produktionskostnad och marknaden styr mängden (inmatningspris eller feed in tariff) eller B) en kvot av konsumtionen och marknaden sätter priset lika för alla kraftslag (elcertifikat). Utgående från dessa två principer finns andra former av kompensation: pålägg på elpriset, offentlig upphandling, skatteincitament och investeringsstöd.

European Renewable Energies Federation har under många år gjort en jämförelse av priser för förnybar energi i Europa. Av årsrapport 2009:6 framgår

- att fastprissystem används i 22 länder i Europa
- att elcertifikatsystem används i 5 länder
- att en kombination av båda systemen används i 4 länder. I Storbritannien används både ett kvotsystem och ett fastprissystem, det senare från april 2010 för kraftverk mindre än 5 MW.

World Wind Energy Association föreslog för ett år sedan en global fastpris-fond. Detta diskuterades nyligen av Ren Alliances (Världs Energiföreningarna för bio, geotermi, vatten, vind och solceller), Greenpeace och FN på klimatmötet i Cancun 7 december 2010.

2. Fastprissystem

Tyskland är ett av de EU-länder som använder sig av fastprissystem för vindkraft. 2008 antog tyska parlamentet en reviderad lag för förnybar energi (EEG), som är anpassad till EU-direktivet 2001/77/EC. Målet är att andelen förnybara energikällor i elförsörjningen ska öka till minst 30 % år 2020 och därefter öka kontinuerligt.

Nätägarna skall omedelbart prioritera anslutning av installationer, som genererar el från förnybara energikällor och regler finns för nätförstärkning och hur kostnaden för nätanslutning skall fördelas på nät- resp. vindkraftbolag. Om andelen vindkraft passerar en bestämd andel av elkonsumenterna i det lokala nätområdet skall en del av kostnaden bäras av regionen, som sedan över en bestämd gräns kan föra över kostnaden till delstaten och slutligen kan en del av kostnaden fördelas på hela Tyskland.

Tariffen gäller under 20 år och varierar för olika förnybara energikällor, både beträffande kraftverkets storlek och till läge. Varje energislags produktionskostnad under 20 år minskas årligen för nya anläggningar med hänsyn till teknikutvecklingen. För vindkraften ska minskningen vara 1 % per år. Regler för renovering finns.

En sammanställning av prisutvecklingen för hushållsel visar att elpriset har ökat från 133 öre/kWh 2000 till 208 öre/kWh år 2009 och det uppskattas öka till 215 öre/kWh år 2010 och 218 öre/kWh år 2011. Därutöver tillkommer en kompensation (% på elpriset) för el för förnybara energikällor enligt EEG. Denna kompensation var 1 % år 2000 och har successivt ökat till 6 % år 2009. Den uppskattas bli 9 % år 2010 och 15 % år 2011.

Från början (år 2000) var de privilegierade slutförbrukare befriade från denna avgift. År 2003 ändrades EEG-lagen så att dessa slutförbrukare skall betala en lägre avgift; då utgjorde deras konsumtion endast 1 % av den totala konsumtionen. Därefter har dessa förbrukares andel successivt ökat till 14 % av den totala konsumtionen 2009, då det fanns 560 privilegierade slutförbrukare, som betalar 0,5 öre/kWh enligt EEG.

En årlig rapport sammanställd enligt den tyska lagen om förnybar energi visar att andelen el från förnybara energikällor av konsumtionen (exkl. privilegierad slutförbrukning) har successivt ökat från 3 % 2000 till 18,7 % (75 TWh) år 2009. Den genomsnittliga ersättningen var 139 öre/kWh år 2009, varav vattenkraft 76 öre, vindkraft på land 85 öre, biokraft 156 och solceller 466 öre/kWh. De 7,5 TWh förnybar el fördelar sig med 51,3 % på vindkraft, 30,6 % på biokraft, 6,5 % vattenkraft, 8,8 % solceller och 2,8 % övrigt. (Kurs: 1 € = 9,71 SEK). Nedan visas exempel på ersättningar för vattenkraft och vindkraft.

- Vattenkraften är indelad i 8 klasser. Den högsta ersättningen är 123 öre/kWh för verk med effekten högst 500 kW och den lägsta är 34 öre/kWh för verk över 50 MW.
- Vindkraften är indelad i två klasser: en initialtariff på 89 öre/kWh och en bastariff på 49 öre/kWh.
 - Ett vindkraftverk placerat i referensområdet får en initialtariff under 5 år och bastariff under 15 år.
 - Ett vindkraftverk utanför referensområdet får initialtariffen förlängd med 2 månader för varje 0,75 % av produktionen i referensområdet och upphör om minskningen är 150 %.
 - Den genomsnittliga ersättningen under 20 år blir i referensområdet 59 öre/kWh och i ett område med 20 % sämre vindtillgång 64 öre/kWh.

Inmatningstariffen har gynnat utbyggnad av dels ett decentraliserat system med olika förnybara energikällor och dels av inhemsk industri. Initialt har ersättningen varit hög för att få i gång en större produktion. Den årliga sänkningen per producerad enhet av ersättningen gör energikällan alltmer konkurrenskraftig. Inmatningstariffen gör att investeraren och banken säkrare kan bedöma intäkten under verkets livscykel.

I Storbritannien används stödsystemen Renewables Obligation Certificate (ROC) och Feed in tariffs (FiT) för förnybar elproduktion. ROC är det huvudsakliga systemet. Mindre elproducenter upp till 5 MW kan välja om de vill ansluta sig till ROC eller FiT.

ROC, som kan jämföras med svenska elcertifikat, har funnits sedan 2002. Precis som i Sverige tilldelas producenten ett certifikat per producerad MWh och efterfrågan styrs med kvot för den förnybara el som ska uppnås. Kvoten varierar beroende på land och år: England, Wales och Skottland år 2006-2007 6,7 % och Nordirland 2,5 %. Framtida kvoter är satta till 2010 - 2012: 10.4 % och 2015-2016: 15.4 % med ett slutligt mål 20 % år 2020. Elleverantörer som inte tillhandahåller tillräcklig andel förnybar el betalar en straffavgift till en fond där medel sen går till producenter av förnybar el. Denna straffavgift är en viktig stöddämpare i inlösenpriset för bristande kvotuppfyllelse av ROC:s. Tilldelning sker i max 20 år. Prisivån för ROC:s är 450-550 kr per MWh.

ROC:s tillämpar differentierad tilldelning. Hur många elcertifikat man tilldelas beror på en kombination av den teknik som används, platsen för kraftstationen, datum för godkännande av tilldelning, installerad effekt, bränsle eller annan speciell orsak.

3. Elcertifikat

Utanför det svenska elcertifikatsystemet står på producentsidan den storskaliga vattenkraften och på konsumentensidan den elintensiva industrin (som står för ca 30 % av elanvändningen). Årsmedelspotpriset på elcertifikat har varit påtagligt volatilt, som lägst 2006 med 167 kr per MWh och som högst 2008 med 326. Utfallet januari - november 2010 är 257 kr/MWh.

En sammanställning av utvecklingen för elpriset på Nordpool visar att det i genomsnitt var 26,8 öre/kWh år 2004, 42,8 öre/kWh år 2008, 39,8 öre/kWh år 2009 och 51,9 öre/kWh januari - november 2010.

4. Sammanfattning

En jämförelse mellan Tyskland och Sverige visar
Prisutveckling hushållsel (1)

	2004	2008	2009	2010	2011
Tyskland	169	199	209	215	218 öre/kWh
Sverige	92	138	139	161	öre/kWh
Tillägg för förnybar energi i procent på hushållsel					
Tyskland	2,9 %	5,4 %	6,0 %	9,0 %	15 %
Sverige	2,3 %	5,8 %	4,8 %	5,8 %	

1) Totalt elpris inklusive energiskatt, nätkostnader och moms men exklusive certifikatavgift för el från förnybara energikällor. Det finns inget exakt pris för Sverige eftersom det finns olika bindningsformer och leverantörer med olika prissättning.