

Innehåll

Bilaga 2

Energimyndigheten:

Kriterier för att kunna utfärda certifikat från
anläggningar som använder bioenergi för elproduktion 5

Bilaga 3

Energimyndigheten:

Stöd till förnybar el i andra länder

Gröna certifikat, fastpris och subventioner – ett urval 21

Bilaga 4 A

ECON:

Prisdannelsen i et grønt sertifikatmarked..... 141

Bilaga 4 B

ECON:

Hvordan påvirkes kraftmarkedet av Elcertifikatmarkedet? 155

Bilaga 5

PROFU:

Analys av effekter av ett svenskt elcertifikatsystem

Beräkningar med energisystemmodellen MARKAL 171

Bilaga 6

ÅF-Energikonsult:

Elproduktion i industrins mottrycksanläggningar211

Bilaga 7

Svar från Statens energimyndighet på förfrågan angående myndigheternas uppgifter i ett system för handel med elcertifikat245

Bilaga 8

Svar från Affärsverket svenska kraftnät på förfrågan angående myndigheternas uppgifter i ett system för handel med elcertifikat255

Bilaga 9

Underlag för att belysa nuvarande avgiftsreduktion för småskalig elproduktion enligt 4 kap 10 § ellagen259

Handel med elcertifikat

-ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor

Bilagor 2-9

Bilaga 2

Kriterier för att kunna utfärda certifikat
från anläggningar som använder
bioenergi för elproduktion

Eskilstuna i april 2001



1 Inledning

Utredningen om kvothandel med certifikat för att främja förnybara energikällor (ELCERTH-utredningen) har begärt att Energimyndigheten lämnar underlag beträffande bibränslen för kraftvärmeproduktion. Man önskar en kort sammanställning över avfallsförbränningsdirektivet och läget inom standardiseringsarbetet. Vidare skall de regler som gäller för det svenska investeringsstödet beskrivas.

Enligt utredningens direktiv framgår att det ska krävas att produktionen av elenergi uppfyller vissa miljökriterier. Det kan exempelvis gälla bibränslebaserad kraftvärme där problem med hur stödet bör avgränsas behöver analyseras både i fråga om teknik och bränsle, bl.a. vad gäller den ökande importen av osorterade bi-bränslen och bi-bränslen med oklara miljöegenskaper. ELCERTH-utredningen önskar Energimyndighetens uppfattning vilka bränslen som bör vara certifikatberättigade för elproduktion från förnybara energikällor.

Promemorian ska också beskriva de nationella och internationella reglerna.

2 Gällande regler m.m. som berör anläggningar som använder bioenergi

2.1 Det svenska investeringsstödet till kraftvärme

Stöd till bi-bränsleeldade kraftvärmeverk har pågått sedan 1991. Kriterierna har under årens lopp ändrats. De nu gällande reglerna utgår från förordningen (1998:22) om statligt bidrag till vissa investeringar inom energiområdet. Statens energimyndighet har med stöd av förordningen gett ut föreskrifter om statligt bidrag till vissa investeringar inom energiområdet; bi-bränsleeldade kraftvärmeverk. Föreskrifterna återfinns i NUTEK:s författningssamling (NUTFS: 1998:3)

Enligt § 7 förordningen får bidrag lämnas endast under förutsättning att anläggningsägaren förbinder sig att under minst fem år

använda bibränslen i en omfattning som motsvarar minst 70 procent av den totala bränsleförbrukningen. Anläggningsägaren skall vidare förbinda sig att under samma tid för framställningen av elektrisk kraft endast använda bibränslen. Enligt § 4 ska bränslefraktioner som är utsorterade enligt en kommunal avfallsplan behandlas som bibränslen, under förutsättning att de inte innehåller material som är farligt avfall enligt förordningen (1996:71) om farligt avfall eller material som det är lämpligare att återanvända, återvinna på annat sätt eller behandla biologiskt. Vidare får Statens energimyndighet medge att en lägre andel än 70 procent av den totala bränsleförbrukningen utgörs av bibränslen. När det fastställs hur stor andel av den totala bränsleförbrukningen som utgörs av bibränslen, ska torv inte ingå i beräkningen.

I föreskrifterna till förordningen har Energimyndigheten preciserat vad som ska vara stödberättigade bibränslen. Dessa är;

- avverkningsrester och skogsindustriavfall
- energigrödor som odlats speciellt för energiändamål
- vass
- halm
- avlutar och tallolja från massaindustrin
- under vissa förutsättningar bränslefraktioner som är utsorterade enligt kommunal avfallsplan, dvs. återvunnet trädbränsle och torr utsorterat bränslefraktion från hushållsavfall.

Med bibränslen avses också förädlade former av bibränslen som pelletter, briketter, pulver och gas. Under fem års tid efter i drifttagning ska företaget rapportera till Energimyndigheten om bl.a. bränsleanvändning fördelat på olika bränslen.

2.2 Regler och direktiv inom avfallsförbränningsområdet

2.2.1 Svenska bestämmelser

Riksdagens beslut 1997 om hantering av uttjänta varor innebar en skärpning av kraven på hantering och deponering av avfall. (*Hantering av uttjänta varor i ett ekologiskt hållbart samhälle – ett ansvar för alla, prop. 1996/97:172*). Enligt beslutet ska brännbart avfall källsorteras från år 2002. Från samma datum ska brännbart avfall hållas åtskilt från övrigt avfall. Motiven är att krav på käll-

sortering bör ställas för att åstadkomma en miljömässigt acceptabel hantering av avfallet samt att en betydligt större andel av det avfall som idag deponeras med fördel kan materialåtervinnas eller förbrännas. Kravet på utsortering av brännbart avfall gäller generellt i hela landet och avse allt avfall, dvs. även sådant som inte täcks av den kommunala renhållningsskyldigheten. På sikt ansåg regeringen att det bör ställas krav på att i princip även biologiskt behandlingsbart avfall ska källsorteras, när motsatsen inte är motiverad ur miljö- och resurssynpunkt.

Det utsorterade brännbara avfallet får från och med 1 januari 2002 inte deponeras. Från 1 januari 2005 får inte heller deponering av den organiska delen av avfallet deponeras. Skälen till förbudet är att dels bör resurshushållningen öka, dels bör miljöpåverkan minska. Som resurshushållning nämns återvinning och återanvändning med avseende på material och energi. Den långsiktiga miljöpåverkan från deponier anses inte vara helt känd. Som exempel anges att metaller och stabila organiska ämnen med tiden läcker ur deponier, att nedbrytning av organiskt avfall genererar metanutsläpp, att nedbrytningen leder till sättningar vilket ökar risken för utsläpp. Bestämmelserna har införts i renhållningsförordningen §§ 27–28.

Naturvårdsverket har på regeringens uppdrag utrett förutsättningarna för att bestämmelserna i renhållningsförordningen kan uppfyllas. Naturvårdsverket finner att det behövs klara regler för att deponering av brännbart avfall ska upphöra. Verket arbetar bl.a. med att ge ut föreskrifter för sortering av brännbart avfall. Förbudet om deponering kommer att öka behovet att bränna avfall. För att helt upphöra med deponering av brännbart avfall uppskattar Naturvårdsverket att nya anläggningar som kan förbränna ytterligare ca 1 miljon ton avfall behöver byggas.

Riksdagen antog i juni 1999 en lag om avfallsskatt, med ikraftträdande den 1 januari 2000. Syftet med skatten är att öka de ekonomiska incitamenten för att behandla avfall på ett från miljö- och naturresurssynpunkt bättre sätt och därigenom också minska mängden deponerat avfall.

Enligt lagen om avfallsskatt skall skatt tas ut på allt avfall som deponeras. Om avfallet förs ut efter t.ex. sortering, får avdrag göras för skatten på det avfall som förts ut från anläggningen. Avfall som tas om hand på annat sätt än genom deponering, t.ex. genom kompostering eller förbränning, beskattas inte. Skatt skall inte heller tas

ut på avfall för vilket det ännu inte finns några miljömässigt godtagbara alternativ till deponering.

2.2.2 EG-direktiv inom avfallsområdet

Avfallsdirektivet (75/442/EEG) definierar avfall som varje föremål, ämne eller substans som ingår i en avfallskategori och som innehavaren gör sig av med eller avser eller är skyldig att göra sig av med. Denna allmänna avfallsdefinition är numera införlivad i Miljöbalkens kapitel 15, §1.

I ett annex till avfallsdirektivet beskrivs avfallskategorierna. EG-Kommissionen har beslutat om en ändring av avfallsförteckningen. Den ändrade förteckningen skall träda i kraft 1 januari 2002. Av intresse i detta sammanhang är att rester från industriprocesser och restprodukter från utvinning och bearbetning av råvaror ingår i avfallslistan.

Vad som klassas som avfall har stor betydelse för rättstillämpningen i det enskilda fallet. EG-domstolens praxis innebär exempelvis att frågan om ett föremål eller ämne i en avfallskategori är värdelös eller har ett ekonomisk värde är betydelselöst för att avgöra om produkten är ett avfall eller ej.

I avfallsdirektivets tredje artikel slås fast att medlemsländerna i första hand ska vidta åtgärder så att avfallsproduktionen och dess miljöfarlighet begränsas eller förhindras. I andra hand ska man främja återanvändning och återvinning inklusive energiutvinning av avfall. I gemenskapens avfallshanteringsstrategi utvecklas dessa hierarkiska principer ytterligare. Om inte avfallet kan förebyggas skall det enligt avfallshierarkin i största möjliga utsträckning återvinnas, varvid materialåtervinning skall prioriteras.

Frågan om när ett ämne kan anses vara en produkt eller klassas som ett avfall går inte ange i generella termer med stöd av EG-lagstiftningen. Inom industrin förekommer många strömmar där biprodukter bildas och som återvinns eller återanvänds ibland med energiutvinning. I vissa sådana fall är omhändertagandet en så integrerad del av processen att det inte går att skilja ut att det ska falla under EU:s avfallsdefinition. Exempel på sådana ämnen kan vara skogsindustrins lutar och återvinning av lösningsmedel inom verkstadsindustrin. Om dessa produkter förs bort från industrin är det dock att betrakta som avfall.

EU:s avfallsdefinition tar inte heller hänsyn till avfallets miljöegenskaper. Det pågår dock ett arbete i en expertkommitté att försöka definiera när ett avfall till följd av viss behandling kan upphöra att vara ett avfall enligt definitionerna i direktivet. Detta arbete kan få stor betydelse för tillämpningen av avfallsdefinitionerna.

Ett nytt direktiv om förbränning av avfall antogs den 28 december 2000. Det nya direktivet (2000/76/EG) ska ersätta flera befintliga direktiv som reglerar förhållandena vid förbränning av kommunalt avfall och farligt avfall (89/369/EEG, 89/429/EEG och 94/67/EG). Direktivet gäller för nya anläggningar från 28/12 2002 och för befintliga anläggningar tre år senare. Syftet med direktivet är att förhindra eller begränsa påverkan på miljön från förbränning av avfall. Direktivet anger tekniska krav och utsläppsvillkor för avfalls- och samförbrännings anläggningar. Kraven på utsläpp av luftföroreningar kommer att skärpas. Det ställs också andra krav t.ex. stödeldning och lägsta temperatur i eldstaden.

Vad gäller nyttjande av bioenergi gäller att anläggningar som endast behandlar följande typer av avfall inte omfattas av bestämmelserna i direktivet;

- Vegetabiliskt jord- och skogsbruksavfall
- Vegetabiliskt avfall från livsmedelsindustrin, om den värme som alstras återvinns
- Vegetabiliskt fiberavfall som uppstått vid produktion av nyfiberpappersmassa och vid pappersproduktion, om avfallet samförbränns på produktionsplatsen och om den värme som alstras återvinns.
- Träavfall med undantag för sådant träavfall som kan innehålla organiska halogenföreningar eller tungmetaller till följd av behandling med träskyddsmedel eller till följd av ytbehandling, och som särskilt ingår i träavfall från bygg- och rivningsavfall.
- Korkavfall.

Förbränning av djurkroppar regleras i ett annat direktiv (90/667/EEG)

In och utförsel av avfall regleras i EG-förordningen om övervakning och kontroll av avfallstransporter (259/93/EEG). Avfallet indelas beroende på farlighet i tre olika listor röd, gul eller grön. Transportföretag måste anmäla införseln av avfall till Naturvårdsverket om införseln avser avfall som faller under röd och gul beteckning. Anmälaren ska bl.a. ange uppgifter om ursprung, inne-

håll, mängd och mottagare. Införseln av avfall har under senare tid ökat. Den anmälningspliktiga införseln uppgår numera till knappt 300 000 ton per år.

2.3 Olika definitioner av biobränslen

2.3.1 Standardiseringsarbetet

Det finns en nyligen antagen svensk standard för fasta biobränslen och torv (SS 187106). Svensk standard säger följande:

Biobränsle = Bränsle där biomassa är utgångsmaterial. Bränslet kan ha genomgått kemisk eller biologisk process eller omvandling och ha passerat annan användning.

Biomassa= material med biologiskt ursprung som inte eller endast i ringa grad omvandlats kemiskt eller biologiskt.

Det europeiska (EU + EFTA) standardiseringsorganet CEN har fått mandat av EG-kommissionen att ta fram standard för fasta biobränslen. I mandatet, som CEN ännu inte formellt godkänt, pekas tydligt ut vad som skall standardiseras. I princip ska det vara en spegling av avfallsförbränningsdirektivet, dvs. man ska ta upp de avfallsbränslen som inte täcks av direktivet. Biobränslen som standardiseras är:

- Produkter från jord- och skogsbruk
- Vegetabiliskt avfall från jord- och skogsbruk
- Vegetabiliskt avfall från livsmedelsindustrin
- Träavfall med undantag från sådant träavfall som kan innehålla halogenerade organiska ämnen eller tungmetaller som ett resultat av impregnering,
- Träavfall som härstammar från bygg- och rivningsavfall

Vad gäller en konkret definition så håller en arbetsgrupp inom CEN att ta fram en sådan¹. Arbetet är dock bara i ett inledande stadium och ett beslut förväntas inte under det närmaste året.

¹ I detta arbete har Sveriges representant i arbetsgruppen föreslagit: Biomass= material of biological origin, such as biodegradable products and waste from agriculture (including vegetable and animal substances), forestry and related industries, as well as biodegradable fraction of industrial and municipal waste. Material embedded in geological formations and transformed to fossil is excluded

2.3.2 EG-direktiv

Definition av bibränslen eller bioenergi återfinns i flera olika direktiv. Definitionerna sammanfaller inte, utan har formulerats utifrån de förhållanden som direktivet behandlar. Förslaget till direktiv om att främja förnybar produktion av elenergi utgår från att uppfylla det indikativa målet att andelen förnybar energi ska öka till 12 % av unionens energiförbrukning. Ökningen av andelen förnybar energi är en väsentlig del i unionens ansträngningar att nå åtagandet i Kyotoprotokollet om att reducera utsläppen av växthusgaser med 8 % mellan år 1990 och åren 2008-2012.

I direktivets artikel 2 definieras vad som ska avses med förnybar energi, biomassa och elproduktion från förnybara energikällor.

Med förnybara energikällor avses icke-fossila källor såsom, vind, sol, geotermi, våg, tidvatten, vattenkraft, biomassa, deponigas, gas från avloppsreningsverk samt biogas. Biomassa avser den biologiskt nedbrytbara delen av produkter, avfall och rester från jord och skogsbruket och motsvarande industrier, liksom den biologiskt nedbrytbara fraktionen av industri- och hushållsavfall. I biomassa från jordbruket ingår både vegetabiliska och animaliska substanser.

Den 14 december år 2000 nådde rådet en gemensam ståndpunkt beträffande förslaget till direktiv för att främja förnybar elproduktion (1441/00, 14 dec 2000). Europaparlamentet ska nu göra en andra läsning av direktivet, vilket förväntas ske under våren.

Europaparlamentet har tidigare föreslagit att biomassa ska begränsas till att omfatta sådana fraktioner som är fritt från föroreningar i betydelsefulla mängder och att särskilt ordet *trä* nämns i uppräkningslistan av olika biofraktioner. Europaparlamentet anser också att torv ska kunna klassas som förnybart, om användningen understiger den årliga tillväxten.

Ytterligare en definition av biomassa återfinns i förslag till ändring av rådets direktiv (89/609/EEG) om begränsning av utsläpp från stora förbränningsanläggningar. Här avses med biomassa hela eller delar av vegetabiliska ämnen som kan användas för att återvinna energi. Träavfall och annat vegetabiliskt avfall kan också anses vara biomassa såvida inte direktiven om förbränning av avfall är tillämpliga.

2.4 Andra initiativ inom området

Svenska Naturskyddsföreningen har sedan 1995 gett ut kriterier för miljömärkning av elleveranser (Bra Miljöval-El). Kriterierna håller på att omarbetas.

Elleverantörer kan få licens att använda Bra Miljövalmärket för vissa typer av leveransavtal. För att en sådan licens skall ges skall leveransavtalen uppfylla visa kriterier. Det levererande bolaget, liksom dess underleverantörer, skall ha sin redovisning så organiserad att det går att genomföra en kontroll så att åtagandena i de miljömärkta avtalen uppfylls korrekt.

Företag vars hela sortiment av leveransavtal uppfyller kriterierna kan få licens att använda Bra Miljöval för att marknadsföra sig som leverantör. Leveransavtalens ska garantera att kriterierna uppfylls i den årliga energibalansen. Vad gäller bioenergi har SNF följande kriterier för att elleveranserna ska godkännas som Bra Miljöval;

- Anläggningen ska ingå i ett system med återföring av askans näringsämnen till mark där bränslen växer och i sådan omfattning att tillförseln kompenserar uttaget.
- Utsläppsvillkor enligt beslut meddelade med stöd av miljöskyddslagen eller miljöbalken ska följas.
- Förbränning av avfall får ske om avfallsprodukten till mer än 90 % består av biomassa och är fri från sådana föroreningar att askans egenskaper visar att det är rent biobränsle som eldats.
- Torv uppfyller inte kriterierna för Bra Miljöval.

Systemet för certifierade miljövarudeklarationer, EPD-systemet, stöds av staten och industrin och är ett nationellt system för kvalitetssäkrad och jämförbar information om produkters och tjänsters miljöpåverkan. Systemet följer principerna för sk. Typ III-deklarationer och är en tillämpning av ISO TR 14025. Internetpresentationen möjliggör en stor spridning av informationen såväl nationellt som internationellt. Syftet med certifierade miljövarudeklarationer är att ge lättillgänglig, kvalitetssäkrad och jämförbar information om produkters och tjänsters miljöpåverkan. De skall kunna användas som informationskälla i råvaru - leverantörsled samt av inköpare inom näringsliv och förvaltning vid upphandling och inköp. De kan också komma att nå konsumenter i samband med inköp av bl.a. kapitalvaror.

3 Utgångspunkter för Energimyndighetens bedömning

Kriterier för miljömässigt uthållig bioenergi bör inriktas på att definiera "resurs- och miljömässigt" bästa användningen för alla bränslen, i ett systemperspektiv. Särskild uppmärksamhet bör riktas mot bränslen som ligger i gräzonen mellan rena biobränslen och "riktigt" avfall. Övergripande miljökritierier för bioenergi är

- Förnybart och resurssnålt
- Klimatneutralt
- Miljömässigt acceptabelt i andra avseenden

Dessa egenskaper sammanfaller ofta, men inte alltid. Oklarheter i detta avseende leder ibland till mindre väl genomtänkta definitioner på biobränsleområdet. Ett "hållbart" eller "grönt" biobränsle måste vara ett bra val med avseende på dessa egenskaper. Kriterierna för gröna certifikat måste skrivas så pass principiellt att en miljö- och resursmässigt vettig användning av nya bränslen inte utesluts pga. snäva formuleringar.

Förnybart/resurssnålt innebär t.ex. låga nivåer på insatsenergi samt låga omvandlingsförluster. För de flesta biobränslen är hjälpenergin låg, men för vissa jordbruksgrödor är odlingsenergin relativt hög i förhållande till skördad energi. Likaså kan förädling av bränslen, samt omvandling från fasta till flytande bränslen medföra betydande energiförluster.

Förnybara bränslen är ofta *klimatneutrala* i LCA- och systemperspektiv. Undantag är torv (som typfall) och sådana biobränslen där produktion och förädling kräver höga insatser av fossil hjälpenergi. En förutsättning för klimatneutralitet är också att bränslen från skogs- och jordbruk har en uthållig återväxt.

Vidare skall bränslena vara *miljömässigt acceptabla*. Det innebär att de kan produceras och användas utan betydande konflikt med miljö kvalitetsmålen. Exempel på miljöaspekter är tillförsel av tungmetaller och andra miljögifter, försurning och övergödning, naturvärden och biologisk mångfald, hållbart markutnyttjande, samt emissioner av hälsostörande ämnen. Det är den samlade effekten av bränslets egenskaper och användningens miljöpåverkan som bör bedömas. Eftersom förutsättningarna för bioenergin varie-

rar mellan länder torde det vara ändamålsenligt att ha nationella miljökrav i detta sammanhang.

4 Förslag till avgränsning

Den övergripande frågan i ELCERTH-utredningen är att finna nya styrmedel som främjar användning av förnybar elproduktion. Certifikathandeln kombinerat med kvoter ska också utformas så att andra miljöegenskaper beaktas.

Det finns många definitioner av bioenergi i de olika EG-direktiven och i standardiseringsarbetet. Definitionerna tar i allmänhet sin utgångspunkt från de förhållanden som direktivet ska behandla och ställer inte definitionen av bioenergi på sin spets. Energimyndigheten förordar att man inte gör en detaljerad uppräkningslista av varje typ av produkt av biologiskt ursprung som kan komma ifråga för förbränning. I stället bör avgränsningarna vara allmängiltiga och ansluta till vedertagen vetenskaplig praxis. Avgränsningarna bör om möjligt utformas så att de utgår från gällande EG-direktiv. Vid införlivande av direktiven i svensk rätt bör det ske med utgångspunkt från de vetenskapliga grunderna.

De olika formerna av bioenergi har olika miljöegenskaper både vad gäller bränslet och energiomvandlingen. Miljöpåverkande emissioner beror till stor del på hur anläggningen utformas. Det går därför inte att göra en lista på biobränslen och klassa en del som berättigade till certifikat och andra som inte berättigade. Miljöegenskaperna beror till stor del på hur systemet utformas och det är svårt att precisera alla förekommande bränsletyper. Därför är övergripande villkor att föredra. Energimyndigheten anser att det är lämpligt att upprätta ramvillkor som sedan kan kunna preciseras av berörd myndighet eller organisation som är ansvarig för certifieringen.

Målet att begränsa utsläppen av koldioxid genom att ersätta fossila bränslen med mer klimatneutrala biobränslen kan åstadkommas såväl med rena biobränslen som med restprodukter av vegetabiliskt ursprung som kan innehålla höga halter av metaller eller organiska miljögifter. Principen bör vara att alla anläggningar som använder förnybara bränslen på ett sätt som kan anses vara miljömässigt acceptabelt (avseende emissioner, förbränningsrester etc.) ska vara berättigade att emittera certifikat.

Även bränslekedjan bör vara miljömässigt acceptabel med avseende på utsläpp vid utvinning, skörd och förädling samt att produktionen är långsiktigt uthållig. Den mängd icke förnybar insatsenergi som krävs för att producera och bereda bränslet bör vara låg om inte systemet på annat sätt kan rättfärdigas ur klimatperspektiv².

Förbränningsanläggningarna ska uppfylla de krav som ställs nationellt och med hänsyn till gällande EG-direktiv. En annan möjlighet är att tillämpa kap. 14 § 21 i miljöbalken, som ger regeringen eller en myndighet som regeringen bestämmer bemyndigande att utfärda riktlinjer för bränslen för att motverka utsläpp i luften av ämnen som kan medföra olägenhet för människors hälsa eller miljön. Detta är att föredra då vissa rena biobränslen, t.ex. lignin från eventuell etanoltillverkning riskeras att omfattas av avfallsförbränningsdirektivet.

Ett biobränsle bör inte diskvalificeras på grund av att biomassan använts till annat innan den blir bränsle. Det är endast om föroreningar utgör ett svårt miljöproblem som inte kan hanteras på bra sätt vid energiutvinningen, eller om förbränningen innebär en resursförlust, som bränslet ifråga inte bör certifieras. I de allra flesta fall kan också utsläpp till luft, vatten och i restprodukterna begränsas till ofarliga nivåer med hjälp av långtgående tekniska åtgärder. Alternativet att inte elda vissa avfallsfraktioner bör alltid beaktas i enlighet med miljöbalkens bestämmelser.

Frågan om förbränning av avfall är kontroversiell. För att en anläggningsägare ska kunna emittera certifikat baserat på förbränning av avfallsfraktioner måste stränga krav på processer och miljökrav uppfyllas i förhållande till avfallens egenskaper. Förbränningen bör vara energimässigt försvarbar, i ett övergripande energisystem- och LCA-perspektiv som inkluderar såväl energiaspekter på alternativa råvaror (vid förbränning, då materialåtervinningen inte sker) som alternativ energi (vid materialåtervinning då energiutvinning inte sker), dock med beaktande av ekonomin i de olika fallen. Energimyndigheten anser att förbränning av osorterat hushållsavfall utan föregående källsortering inte bör vara berättigat till certifikat om inte särskilda skäl föreligger. Källsorteringen bör syfta till att en torr utsorterad brännbar fraktion erhålles, och att avfall som ur ett LCA-perspektiv lämpar sig bättre för material-

² Exempelvis genom hög avkastning per ytenhet, hjälpenergi i form av spillvärme eller genom att också andra miljömål påverkas positivt

återvinning eller biologisk behandling undantas från förbränning, i en omfattning som är praktiskt rimlig.

Produktionen av primära bränslen från skogs- och jordbruk måste ske inom ramen för nationella miljömål och rekommendationer för markvård och naturhänsyn, liksom för EG-direktiv och internationella avtal om art- och biotopskydd. Om bränslet är biprodukt från de areella näringarna är det endast själva bränsleuttaget som skall granskas. För importerade skogsbränslen kan kriterier av typen FSC-märkt skogsbruk vara en hjälp i att bedöma om miljöhänsyn tagits vid produktionen.

I Sverige bedöms uttag av skogsbränsle tillsammans med virkesuttag medföra behov av askåterföring eller annan näringskompensation, på grund av att den svenska skogsmarken vanligen har låg vittringshastighet. Energimyndigheten anser därför att man bör kompensera skogsmarken för dessa näringsförluster. Askåterföring är det mest näraliggande alternativet. Systemet för elproduktion ska vara förenligt med kraven på att skogsmark kompenseras för näringsförluster i samband med bränsleuttag. Vid återföring av aska måste man försäkra sig om att ingen nettotillförsel av tungmetaller sker till skogen. Konsekvenser av detta kan vara att rena biobränslen inte bör blandas med fossila eller förorenade. Alternativa sätt att ordna näringskompensationen är att rena askan från tungmetaller, eller att använda andra näringsämnen.

Torv är inte självklart klimatneutral men utgör en svensk energiresurs och kan betraktas som förnybar om uttaget inte överstiger nybildningen. Genom att välja myrar med hög metanproduktion och lämpliga efterbehandlingsätt kan torvens klimatpåverkan minskas. Torv kan fungera som stöd för biobränslen: inblandning av torv minskar problemen med påslag i pannan vid fliseldning, vilket ökar tillgängligheten i fliseldade energianläggningar. Vid behov av inblandning av energitätare bränslen i biobränslepannor kan torv ersätta kol och olja, och det är lättare att finna argument för att denna blandaska kan återföras till skogsmark än då biobränslen sameldas med fossila bränslen.

Energimyndigheten konstaterar att klimatkonventionens antagna regler för beräkning av antropogena utsläpp av koldioxid och andra växthusgaser innebär att koldioxidutsläpp från förbränning av torv ska räknas in i den nationella utsläppsstatistiken av koldioxid. Klimatkriterierna gör därför att torveldning som typfall inte är berättigade till att ge ut certifikat. Detta innebär att torv och

biobränslen ur stöd- och bidragssynpunkt tills vidare behandlas på samma sätt som idag.

De generella villkoren för att anläggningar blir berättigade att emittera certifikat bör vara;

Icke förorenade biobränslen³

Villkor: 1. Skogstyrelsens allmänna råd och riktlinjer för skogsbruket, inklusive uttag av skogsbränsle, näringskompensation och askåterföring ska följas.
2. Utsläppsvillkor och andra villkor enligt nationellt tillståndsbeslut

Andra bränslen med biologiskt ursprung, såsom vissa avfall, restprodukter mm.

Villkor: 1. Skärpta utsläppsvillkor i linje med EG-direktivet om avfallsförbränning
2. Askkan ska hanteras på ett sätt som godkänts av en tillsynsmyndighet
3. För hushållsavfall ska avfallet uppfylla Naturvårdsverkets sorteringsföreskrifter med stöd av renhållningsförordningen

Gemensamt gäller att det alltid ska föreligga ett absolut samband mellan den energi som producerats av förnybara bränslen och omfattningen av certifikaten. En anläggning som nyttjar 90 % av sin energi från biobränslen kan därför inte utfärda mer certifikat än som motsvarar 90 % av energiproduktionen.

De föreslagna villkoren följer gällande praxis för stöd till investeringar i biobränsleeldade kraftvärmeverk, men är preciserade vad gäller utsläppsvillkor från avfallsförbränningsanläggningar och hänvisning till berörda råd och riktlinjer som antagits av Skogstyrelsen respektive Naturvårdsverket.

³ Dvs. energigrödor, eller skogsbränslen i form av röjnings, gallrings eller slutavverkning och rena biologiska biprodukter såsom biogas, obehandlat träavfall, lignin, talloljor, lutar, spån och bark

Exempel på möjliga tillämpningar av kriterierna

Bränsle	Viktiga miljöegenskaper och förutsättningar	Villkor för certifiering (förslag)	Certifieras ?
Rena träbi-produkter, spån, bark, även lutar och ligninpulver	Inga	nationella utsläppsvillkor ⁴	Ja
Avverkningsrester övrigt skogsbränsle	näringsförluster från skogen, potentiell påverkan på biologisk mångfald	Askåterföring eller annan näringskompensation, klarar krav på naturhänsyn enligt Skogsstyrelsens rekommendationer.	ja med villkor
Energigrödor utom salix	insatsenergin vid odling bör uppmärksammas		Ja
Biprodukter från jordbruket	beakta behov av jordförbättringsmedel		Ja
Salix	ofta högt upptag av Cd emissionsrisk, aska. potentiell miljönytta (markrening)	förbränns med låga Cd-emissioner, Cd-halten beaktas vid askhantering	Ja med villkor
Returträ	föreningar? risk för förening av skogsaska vid bränsleblandning	Emissionskrav aska med förhöjda halter tungmetaller bör inte spridas till skogsmark	Ja med villkor ⁵
Kreosotimpregnerat trä	ej tungmetaller, ej halogenföreningar (?) förbränning destruerar kreosot? emissionsfrågan kritisk	god förbränning, låga emissioner avfallsförbränningsdirektivet?	ja om villkor klaras ⁶
Omvandlade biobränslen	energiförluster vid omvandling		Ja

⁴Villkor principiellt samma som för avverkningsrester etc., men eftersom energisektorn inte råder över skogsbruket kan i praktiken inga villkor om detta ställas.

⁵ Ev. certifikat bör inte gynna att returbränslen exporteras endast pga. olikheter i syn på avfallsförbränning mellan länder

⁶ Om man källsorterat och återvunnit avfall så långt som kan anses praktiskt rimligt. Maxtal bör anges för hur mycket det certifierade avfallsbränslet får innehålla av material som helst borde återvinnas.

Biologisk fraktion av avfall	klimatneutralt föroreningar resursaspekten	låg emissioner, hantering av aska, total energi- och resursåtgång för alternativen återvinning resp. energiutvinning i LCA-perspektiv minimeras	Ja för vissa fraktioner, med villkor
Kommunalt slam	Föroreningar fosforhushållning energiåtgång för torkning	nettoenergiutvinning låga emissioner återvinning av fosfor	(ej aktuellt för el?)

Bilaga 3

Stöd till förnybar el i andra länder

Gröna certifikat, fastpris och subvention – ett urval



FÖRORD

Riksdagen har under år 2000 beslutat att inrätta ett nytt system för att främja förnybar elproduktion. Det nya systemet ska träda i kraft den 1 januari 2003. Systemet skall bygga på en skyldighet att inkludera en viss andel förnybar el i elleveranser eller elinköp. För sådan el utfärdas certifikat i förhållande till produktionen. Certifikaten kan sedan säljas till de kvotpliktiga separat från försäljningen av elen. Utredningen om utformning av ett system för certifikathandel baserad på kvoter för användning av el från förnybara energikällor (N 2000:07) har regeringens uppdrag att utreda de tekniska frågeställningarna och föreslå behövliga ändringar i lagstiftningen.

Utredningen har bett Energimyndigheten bistå med beskrivningar av förutsättningar och villkor avseende elproduktion. En deluppgift var att beskriva stöd till elproduktion från förnybara källor i andra länder. Beskrivningarna har koncentrerats på system som innehåller så kallade gröna certifikat. Beskrivningarna omfattar även fastprisstöd samt traditionella stöd genom subventioner eller skatterabatter. Tyngdpunkten ligger på EU:s medlemsländer och de länder som ingår i den nordiska elmarknaden.

Marknadsbaserade stödsystem för el från förnybara källor har för närvarande medvind. Det innebär att utvecklingen på området går snabbt. Nedanstående beskrivning ger en bild av läget framför allt under våren 2001. Vissa kompletteringar och uppdateringar har gjorts under sommaren 2001.

I arbetet med denna sammanställning har deltagit Anna Andersson, Caroline Hellberg, Margareta Petrén Axner, Maria Stenkvist och Agnes von Gersdorff, samtliga från Energimyndigheten samt Annika Olofsdotter, Energi- och miljöekonomi. Fram till maj 2001 har Agnes von Gersdorff varit projektledare. Därefter har Maria Malmkvist varit projektledare och i arbetet biståtts av Annika Olofsdotter.

Arbetet med rapporten har följts av Energimyndighetens arbetsgrupp för gröna certifikat. Arbetsgruppen består av Margareta Petrén Axner, Åsa Leander, Maria Malmkvist, Tord Niklasson, Sten Åfeldt och Thomas Levander som projektledare.

Rapporten har överlämnats till utredningen men Energimyndigheten anser att den är av sådant allmänt intresse att vi önskar ge ut den till en bredare läsekrets.

Thomas Levander Eskilstuna i september 2001

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

Förord	22
Sammanfattning	25
Styrmedel.....	29
Typer av styrmedel	30
Styrmedel och mål	31
Styrmedlens egenskaper	32
Utformning av stöd i ett urval länder	33
Australien	34
Belgien	43
Danmark.....	51
Finland.....	58
Italien.....	60
Nederländerna	67
Norge.....	78
Spanien.....	82
Storbritannien.....	90
Tyskland	101
USA – Texas.....	113
Österrike	123
Utvecklingen inom EU	129
EU:s Vitbok om Energi från förnybara källor.....	129
Direktiv om förnybar el.....	130

EU:S statsstödsregler	130
RECS och andra initiativ	131
Statistik över el från förnybara källor 1985–1998.....	133

SAMMANFATTNING

Olika typer av styrmedel för el från förnybara källor (förnybar el) kan i princip indelas i sådana som påverkar priset på eller kvantiteten av el. Stödformen fastpris innebär att priset för el från förnybara källor fastställs på central nivå. Mängden el beror på hur mycket el från förnybara källor producenterna är villiga att producera vid denna prisnivå. För stöd genom så kallade gröna certifikat kombinerad med kvotplikt fastställs kvantiteten för el från förnybara källor på central nivå. Marknaden bestämmer priset.

Målet att öka produktionen av el från förnybara källor kan vara del i en övergripande klimatstrategi och i en hållbar samhällsutveckling. El från förnybara källor kan i vissa fall även bidra till ökad försörjningstrygghet eller sysselsättning. Mål som formuleras som andel av produktionen ger ökad inhemsk produktion medan mål som formuleras som andel av användningen även ger stimulans för import och energieffektivisering. Olika styrmedel får olika effekter på statsbudgeten, acceptansen för stödsystemet, utbyggnadstakt och kostnadseffektivitet.

Nedan beskrivs utformningen av stöd till el från förnybara källor i ett urval länder. Tyngdpunkten ligger på EU:s medlemsländer och de länder som ingår i den nordiska elmarknaden. Beskrivningarna har koncentrerats på de system som innehåller så kallade gröna certifikat. Sådana system tillämpas eller diskuteras förutom inom EU även i Australien, Kina, Indien och USA. Beskrivningarna av system med certifikat omfattar samtliga aktuella EU-länder samt Australien och Texas. Utöver kvotsystemen inom EU:s medlemsländer beskrivs även stöd genom fastpris i Tyskland och Spanien samt traditionella stöd genom subventioner eller skatterabatter i de nordiska länderna.

Före avregleringen har många länder tillämpat åtgärder för att stödja el från förnybara källor och småskalig produktion genom plikt att köpa upp el eller prioriterat tillträde till näten. Den pågående avregleringen av elmarknaderna inom EU ska öka konkurrensen bland elproducenter och ge konsumenter lägre priser. El från förnybara energikällor kan i regel inte konkurrera med konventionell el utan särskilda åtgärder. Samtidigt finns behovet att främja denna form av elproduktion både för att främja en hållbar utveckling och för att uppnå åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Utvecklingen har ökat behovet av att finna nya stödsystem som inte snedvrider elmarknaden. Utgångspunkten för systemen med

gröna certifikat är att också marknaden för el från förnybara källor ska styras av marknadsbaserad prisbildning.

De flesta länder som har undersökts tillämpar fortsatt prioriterat tillträde för el från förnybara källor. Det gäller dock inte för Storbritannien, Sverige och Nederländerna. I Sverige gäller garanterat tillträde, vilket innebär tillträde till nätet, men däremot inte någon garanti att elen blir såld. Vid prioriterat tillträde har elproduktion, till skillnad från ett system med garanterat tillträde, företräde framför konventionell el. I grunden ligger skillnader i den procedur som länderna tillämpar för att genom en börs, pool eller central, köpa in och sälja el.

De flesta stödsystemen som baseras på gröna certifikat planeras att starta i år, år 2002 eller senast 2003. Nederländerna har redan tidigare år, 1998–2000, haft ett frivilligt, icke kvotbaserat, system med gröna certifikat. Australien har startat sitt certifikatsystem i april 2001 och Storbritannien planerar att starta i oktober 2001.

Certifikat ska kunna ges för elproduktion från vattenkraft, vindkraft, biomassa, solel, geotermisk el, tidvatten- och vågkraft. För vattenkraft har man satt kapacitetsgränser i vissa länder. I Danmark, Storbritannien och Österrike omfattas vattenkraft under 10 MW och i Nederländerna vattenkraftsanläggningar med kapacitet under 15 MW. I Österrike planeras certifikat för endast en produktionsteknologi, nämligen småskalig vattenkraft. För biomassa varierar definitionerna något, särskilt när det gäller avfall. I Danmark, Belgien, Storbritannien och Texas kvalificerar elproduktion från avfall inte för certifikat medan så är fallet i Australien och Italien. I Nederländerna och Storbritannien är definitionen ännu inte klar. I Australien ingår viss solvärme och i Belgien finns planer på att senare införa certifikat för värme.

I Belgien och Storbritannien finns inga begränsningar avseende anläggningens ålder. I Australien finns en direkt koppling till Kyotoavtalet eftersom certifikat ges för ny kapacitet från 1997 och framåt. I Texas ska anläggningen ha tagits i drift tidigast 1999. I Danmark omfattas anläggningar byggda före år 2000 först efter tio år av certifikatsystemet, eftersom anläggningarna under denna tid är berättigade till ett fast prisstöd.

De flesta undersökta länder har mål för el från förnybara källor som anges i procent. För de länder som ingår i EU finns dessutom målsiffror i procent i enlighet med direktivförslaget för el från förnybara källor som väntas bli helt klart hösten 2001. I Australien och Italien finns målen angivna i TWh. I Australien finns delmål

angivna i TWh för varje enskilt år. Mot bakgrund av antaganden om framtida användning och kapacitetsuppbyggnad hittills, fastställs sedan kvoten för respektive år.

Kvoten ska i de flesta länder justeras årligen. Flera stora förnybara energikällor är beroende av väderförhållanden, såsom elproduktion baserad på vind- och vattenkraft. Dessutom ska en årlig kvot kunna justeras med hänsyn till förändringar i användningen av el, värmebehov, tekniska framsteg och uppnådd kapacitetsuppbyggnad. I Danmark fastställs kvoten årsvis och med en prognos för en rullande tioårsperiod.

De flesta länder tillämpar en kvotplikt. Nederländerna är det enda landet som har ett frivilligt system där incitament för köp av el från förnybara källor skapas genom en skatterabatt.

I Österrike och Danmark ligger plikten att uppfylla kvoten direkt på slutkonsumenten, men i praktiken är det elleverantörerna som kommer att se till att plikten uppfylls och som handhar certifikaten för det stora kundkollektivet. I Australien, Belgien, Nederländerna och Storbritannien ligger plikten enligt lag direkt på elleverantörerna. Italien avviker genom att lägga skyldigheten att inneha certifikat på producenter och importörer.

Certifikatens enhet är för flera länder 1 MWh. I Danmark gäller 100 kWh och i Italien 100 MWh eller större. Flertalet länder föreslår vidare att certifikaten ska kunna sparas. De flesta länder har eller planerar för elektroniska register för certifikaten. I Australien ska certifierade producenter själva kunna anmäla sådan produktion som ska kvalificera för certifikat. Systemansvarig kontrollerar att inkomna uppgifter överensstämmer med övriga data om elproduktion, inmatning på elnätet m.m. Dessutom utförs stickprovskontroller i enskilda företags uppgifter och på plats. Efter sådan granskning godkänns och genereras certifikaten.

Med undantag för Danmark anges inte något lägsta pris för certifikaten. Maxpriset för certifikaten styrs i regel av den straffavgift som gäller om den obligatoriska kvoten inte uppfylls. I Storbritannien finns ett så kallat friköpspris för aktörer som inte vill eller kan köpa certifikat. I Italien finns ett referenspris som baseras på stöd med fasta tillförseltariffer och i Nederländerna bestäms certifikatens pris av skattebefrielsen. I Australien har uppmärksamats att certifikatens maximala pris kan komma att överstiga straffavgiften. Det beror på att kostnaden för certifikaten är avdragsgill medan så inte är fallet för straffavgiften. Dessutom kommer företag som inte fullgör kvotkravet att publiceras på en

lista. Listan är inte avsedd som ett straff men kan eventuellt även medföra betalningspremie för certifikat om företag inte vill synas på listan.

De flesta länder är öppna för handel med certifikat via en börs, bilateralt eller via mäklare. Handeln med certifikaten ska ske på marknaden och i möjligaste mån vara fri från statlig inblandning. I Danmark har diskuterats om handeln ska ske på en börs med monopol att handla certifikat. Bakgrunden är att en väl fungerande handel på en börs förväntas ge ett transparent system med minst snedvridningar och lägst transaktions-kostnader.

För Texas och Australien är internationell handel med certifikat inte aktuell. Inom EU kommer däremot de flesta länder troligen att öppna för handel med utländska certifikat. Kommissionen har tydligt markerat, bland annat genom granskningen av Flanderns stödsystem, att stöd genom certifikaten inte enbart kan omfatta inhemsk produktion. Däremot krävs en del samordningsarbete för att internationell handel med certifikat ska kunna fungera, t.ex. med avseende på de variationer i definitioner som tillämpas. Ett sådant samordningsarbete pågår inom "Renewable Energy Certificate System", RECS.

Tyskland och Spanien har stödsystem med fasta tillförseltariffer för elproduktion baserad på förnybara källor. Tarifferna är i Tysklands fall bestämda utifrån produktionskostnaderna för olika teknologier och kompensation utgår i minst 20 år. I Spanien är tarifferna inte tidsbegränsade och är till viss del beroende av marknadspriset för konventionell el. Systemen ger stöd till bland annat vindkraft, solex och geotermisk el. Vattenkraftsanläggningar med en kapacitet upp till 50 MW är i Spanien berättigade till stöd medan Tysklands tillförseltariffer endast medger stöd till anläggningar upp till 5 MW. I bägge länderna omfattas även avfall av stödsystemen men i Tysklands fall ingår endast biologiskt, giftfritt avfall till skillnad från Spanien där avfall inte är definierat på det specifika sättet.

I Tyskland betalas de fastlagda tillförseltarifferna av den närmaste nätoperatören som har skyldighet att köpa in all el från förnybara källor som produceras i dess närområde. Kostnaderna vältras sedan över i flera steg på elmarknadens olika aktörer: Den närmaste nätoperatören blir kompenserad av stamnätsoperatören uppströms. Stamnäts-operatörerna sprider i sin tur kostnaderna för den gröna elproduktionen mellan sig utifrån en lagstadgad fördelningsmekanism. I slutändan fördelas kostnaderna på samtliga av

republikens elleverantörer vilka producerar och levererar el på konventionellt sätt.

I Spanien är det eldistributörer som ligger närmast elproducenten som är skyldiga att köpa den förnybara elen samt stå för kostnaderna för den extra premie som producenter av förnybar el är berättigade till. För elleveranserna mottar producenten dels marknadspriset på el dels ett tillägg som beror på produktionsteknologi. Producenten kan också välja en enhetlig premie som är oberoende av marknadspriset.

Både Tyskland och Spanien har sett en mycket kraftig expansion av investeringarna i vindkraftsanläggningar under den senare delen av 1990-talet. I Tyskland försöker man nu öka vindkraftinvesteringarna även i för detta ändamål sämre belägna områden. Genom de nya tarifferna från år 2000 är producenter i inlandet berättigade till högre stöd än producenter i kustområden med bättre förutsättningar för denna teknologi.

Det sker en utveckling till fördel för el från förnybara källor inom EU. I sin granskning av det tyska stödsystemet har EG-domstolen under våren gjort bedömningen att systemet varken kan klassificeras som statsstöd eller handelshinder. Även i den mån statsstödsbestämmelser är tillämpliga, har villkoren för stöd som ska främja miljömål blivit mer tillåtande. Nya statsstödsbestämmelser för miljöskydd antogs i december 2000. En del av stödsystemen har prövats i enlighet med de nya bestämmelserna. Danmark fick exempelvis klartecken för fastprisstöd för vissa anläggningar under en övergångstid. Direktivet för att främja el från förnybara källor väntas bli helt klart under hösten 2001.

STYRMEDEL

Före avregleringen av elmarknaden har många länder tillämpat stödåtgärder för el från förnybara källor (förnybar el) och småskalig produktion såsom köplikt eller prioriterat tillträde till näten. Den pågående avregleringen av elmarknaderna inom EU ska öka konkurrensen bland elproducenter och ge konsumenter valfrihet och lägre priser. El från förnybara energikällor kan i regel inte konkurrera med konventionell el utan särskilda åtgärder. Samtidigt finns behovet att främja el från förnybara källor för att uppnå en hållbar utveckling och åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Utvecklingen av fri konkurrens på elmarknaderna har ökat behovet av att

finna nya stödsystem för el från förnybara källor som inte snedvrider marknaden. Utgångspunkten för systemen med så kallade gröna certifikat kombinerad med kvotplikt är att också marknaden för el från förnybara källor ska styras av marknadsbaserad prisbildning.

TYPER AV STYRMEDEL

I det följande beskrivs några av de stöd som ges till elproduktion från förnybara källor i ett urval länder. Utgångspunkten för dessa stödsystem är att man på central nivå bestämmer antingen priset på den gröna elproduktionen eller också vilken kvantitet el från förnybara källor som ska uppnås i produktionen.

Hittills har de vanligaste stödmodellerna utgått från olika system som påverkar *priset* för el från förnybara källor, exempelvis fastpris, nedsatt skatt eller skatt på fossila bränslen som påverkar relativpriserna för el från olika källor. Även investeringsbidrag och subventioner syftar indirekt till att påverka det pris till vilket producenter kan leverera el från förnybara energikällor. I samtliga fall är det en myndighetsuppgift att fastställa lämplig nivå för fastpris, skattenedsättning eller subvention.

Modeller med kvoter och certifikatsystem bygger istället på att man fastställer, frivilligt eller genom ett obligatorium, vilken kvantitet eller andel av el från förnybara källor som ska finnas i systemet. Utöver det elpris som gäller på elmarknaden fordras en ytterligare ersättning som täcker eventuella merkostnader för elproduktion från förnybara källor jämfört med annan elproduktion. På en certifikatmarknad ska marknaden och prismekanismen fastställa den ytterligare ersättning som är nödvändig för att uppnå den bestämda andelen eller mängden. I upphandlingsmodeller ges producenter möjlighet att erbjuda leverans av el från förnybara källor. De producenter som uppfyller vissa krav, t.ex. lågt pris, erbjuds kontrakt.

Kvoterna kan vara obligatoriska i den meningen att elkonsumenter eller andra utvalda aktörer är skyldiga att konsumera en viss mängd el från förnybara källor. Om kvoten inte uppfylls utgår någon form av sanktion, t.ex. en straffavgift. Det finns även frivilliga system som innehåller någon form av incitament för att få aktörerna att delta. Incitamenten kan vara att köp av grön el ger en

fördel i marknadsföringen, att undvika tvingande lagstiftningen eller att deltagandet medför en skatterabatt.

STYRMEDEL OCH MÅL

Ur strikt samhällsekonomisk synvinkel bör valet av styrmedel styras av det mål som ska uppnås. Om målet är minskade koldioxidutsläpp, är koldioxidskatt eller handel med utsläppsrätter de styrmedel som direkt kan styra mot minskade emissioner av koldioxid. En högre andel el från förnybara källor i den totala elanvändningen eller produktionen leder inte nödvändigtvis till minskade utsläpp, såvida inte den totala elanvändningen minskar eller förblir konstant. En annan viktig faktor är utrikeshandel med el. Om det sker en ökad import av el, oavsett om den är från förnybara eller från konventionella källor, påverkas den inhemska emissionsstatistiken inte alls.

Däremot kan förbättrade förutsättningar för el från förnybara källor bidra till att koldioxidmål kan nås. En större andel förnybar el kan därmed vara ett delmål i en mer övergripande klimatstrategi. Förutsättningen är att förnybar el ersätter konventionell el och att den totala elanvändningen inte ökar snabbare än den förnybara. Utvecklingen drivs dessutom av att en ökad andel förnybar energi är ett delmål i arbetet för en hållbar utveckling.

Ett mål för förnybar el som formuleras som andel av elanvändningen ger incitament till effektiviseringsåtgärder i elanvändningen, import av grön el och ökad grön elproduktion. Om målet formuleras som andel av elproduktionen styr det mot ökad grön produktionskapacitet i landet.

En ökad produktionskapacitet för el från förnybara källor kan ge andra önskade samhällsekonomiska fördelar. Sådana fördelar kan vara förbättrad försörjningstrygghet genom ökad inhemsk produktionskapacitet, ökad sysselsättning, sparande av ändliga fossila bränslen och uppbyggnad av en hemmamarknad för en inhemsk industri inom t.ex. vindkraft m.m.

STYRMEDLENS EGENSKAPER

Vid val av styrmedel kan utöver målstyrningsförmågan även en rad andra egenskaper beaktas.

Vilka konsekvenser har stödet för statsbudgeten? Traditionella investeringsstöd eller skatterabatter innebär en statsfinansiell kostnad. Däremot är gröna certifikat respektive fastpris enligt tysk modell budgetneutrala stödsystem, där kostnaden belastar elkunder och eventuellt elhandelsföretag i stället för kollektivet av skattebetalare.

Val av styrmedel kan få fördelningspolitiska konsekvenser. När stödet inte finansieras via statsbudgeten belastas andra grupper i samhället av kostnaden i stället för skattebetalarkollektivet. Detta påverkar vilken acceptans systemet får bland dem som berörs. När stöd till el från förnybara källor inte ges via statsbudgeten kan kostnaden bli mer synlig för elkonsumenterna. Kostnaden kan uppfattas som ytterligare en pålaga utöver energi- och miljöskatter. I Tyskland är det elleverantörerna som drabbas av kostnaden för fastprisstödet. Missnöjet bland elhandelsföretagen har bland annat föranlett att stödet har överklagats till EG-domstolen.

En annan aspekt är utbyggnadstakten. Hur snabbt sker utbyggnaden av produktionskapacitet för el från förnybara källor? Fastprisstöden i Tyskland, Danmark och Spanien har lett till att länderna haft den snabbaste utbyggnaden av vindkraft inom EU och bland de snabbaste i världen, se avsnittet om statistik över el från förnybara källor (sid. 91).

Ytterligare viktiga hänsyn vid val av styrmedel är olika delar av kostnadseffektivitet. Ger stödet incitament till teknisk utveckling, sänkta produktionskostnader och prispress? Finns det tillräcklig konkurrens mellan de olika förnybara produktionsteknikerna så att kostnadseffektivitet genom teknisk utveckling och kostnadspress stimuleras? Finns det konkurrens mellan producenter som använder samma produktionsteknik så att den mest kostnads-effektiva produktionen inom en teknik stimuleras? Lokaliseras t.ex. vindkraftsanläggningar i de produktionstekniskt mest gynnsamma lägena eller kan även ineffektiva anläggningar bära sig ekonomiskt tack vare stödsystemet?

Minimeras risken för överkompensation till elproducenter som använder förnybara källor? Producenterna har i regel bättre kännedom om de faktiska produktionskostnaderna än exempelvis myndigheter, så kallad informationsasymmetri. Om ett pris för

förnybar el fastställs på central nivå är risken större att priset sätts för högt¹ än om det bestäms på en marknad. Dessutom ger ett centralt fastställt pris incitament till att undanhålla information om eventuella minskningar i produktionskostnaden. Eftersom det i princip saknas en naturlig marknad för el från förnybara källor försöker man dra nytta av marknadens förmåga att effektivt hantera prisinformationen genom att använda någon form av styrmedel. Olika typer av styrmedel är i olika grad effektiva när det gäller att skapa förutsättningar som liknar marknadens förmåga att hantera information. Denna informationshanterande förmåga innebär i princip att varje enskild producent tvingas att avslöja sin marginalkostnad.

Sker den samlade produktionen av el från förnybara källor till den samhällsekonomiskt lägsta kostnaden? Delmål för respektive produktionsteknik, såsom vindkraft, vattenkraft eller biokraftvärme, försvarar att produktion av el från förnybara källor i första hand ökas genom de billigaste åtgärderna.

Ovanstående ger ett axplock av de olika faktorer som kan vägas samman vid utformningen av styrmedel. En del handlar om mer instrumentella aspekter, dvs. vilka styrmedel som ger önskad verkan på mest effektiva sätt. En annan del handlar om politik och värderingar som präglar de mål som ställs upp. En kombination av instrumentella överväganden och värderingar bestämmer vilka konsekvenser av valda styrmedel som prioriteras respektive vilka negativa följder som man finner nödvändigt att godta i olika länder.

UTFORMNING AV STÖD I ETT URVAL LÄNDER

Nedan beskrivs utformningen av stöd till el från förnybara källor i ett urval länder. Tyngdpunkten ligger på EU:s medlemsländer och de länder som ingår i den nordiska elmarknaden. Beskrivningarna har koncentrerats på de system som innehåller "gröna certifikat". Inklusivt Sverige är det 7 av EU:s 15 medlemsländer som har eller planerar att införa stödssystem som innehåller någon form av gröna certifikat kombinerade med kvotplikt för någon aktör.

Sådana system tillämpas eller diskuteras även i Australien, Kina, Indien och USA. Beskrivningarna av system med certifikat omfattar samtliga aktuella EU-länder samt Australien och Texas.

¹ Om priset fastställt på myndighetsnivå sätts för lågt får stödet ingen effekt.

Utöver kvotssystemen inom EU:s medlemsländer beskrivs även stöd genom fastpris i Tyskland och Spanien samt traditionella stöd genom subventioner eller skatterabatter i de nordiska länderna.

AUSTRALIEN

ELMARKNADEN

Arbetet med att avreglera Australiens elmarknad påbörjades under 1990-talet och beräknas vara fullt genomfört under år 2002. Den nationella elmarknaden, National Electricity Market, NEM, öppnade den 13 december 1998 och kopplar samman elmarknaderna i flera delstater. I dag omfattar NEM Australian Capital Territory, New South Wales, South Australia och Victoria men kommer även att inkludera Queensland och Tasmanien när överföringsledningar byggts. Western Australia och Northern Territory kommer inte att ingå i NEM då det innebär långa överföringsledningar, men arbetet med egna elreformer pågår.

Australiens elproduktion² år 1998 var 194 TWh och baseras till 90 procent på fossila bränslen. Av den totala elproduktionen kommer 80 procent från kol, 9 procent från naturgas och 1 procent från olja. I Australien var år 1998 19 TWh eller knappt 10 procent av den totala elproduktionen baserad på förnybara källor³. Vattenkraften stod för ca. 82 procent av de förnybara källorna och drygt 17 procent baserades på biomassa. Vindkraften i Australien uppgick till 8 GWh samma år.

För el från förnybara källor ges prioriterat tillträde till elnätet.

STÖDSYSTEMET

Systemet med handel av gröna certifikat, Renewable Energy Certificate, REC, startade den 1 april 2001⁴. För att få delta i systemet krävs att anläggningar med godkända förnybara energikällor var i kommersiell drift den 1 januari 1997 eller senare. För solvärme gäller kommersiell drift den 1 april 2001 eller senare.

² IEA, Electricity Information 2000, tabell 4 Australien, år 1998, avrundade siffror.

³ IEA; Energy Balances of OECD Countries 2000, Renewables and Wastes II325 ff, år 1998, avrundade siffror.

⁴ De lagar som ligger till grund för systemet är Renewable Energy (Electricity) Act 2000, Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001 och Renewable Energy (Electricity) (Charge) Act 2000.

För befintliga produktionsanläggningar för energi från förnybara energikällor ska endast ny produktionskapacitet över 1997 års baslinje kunna berättiga till certifikat. Denna gränsdragning är emellertid inte helt problemfri. Om elproduktionskapacitet i befintliga anläggningar för förnybar el minskar eller läggs ned kan det leda till svårigheter att nå det övergripande målet att öka den förnybara elen med 2 procentenheter.

För elproduktion från vattenkraft (< 6,4 kW), vindkraft (< 10 kW) och solceller (< 10 kW) som är mycket småskalig finns särskilda regler för antalet certifikat som produktionen ska berättiga till. Förväntad elproduktion per år i småskaliga anläggningar givet effekt och drifttid finns sammanställd i tabeller ⁵. För solvärme och olika modeller av solfångare finns liknande sammanställningar ⁶ med beräknade, förväntade produktionsvärden och antal certifikat som produktionen motsvarar, givet lokaliseringen i landet.

Berättigade energislag

De produktionstekniker som är godkända ⁷ för certifikat är vattenkraft, vindkraft, solel, geotermisk el, tidvattenkraft, vågkraft, havskraft ⁸ samt bränsleceller. När det gäller biobränsle ingår dessutom träavfall, energigrödor, skördeavfall, samförbränning av restfiberavfall från sockerproduktion samt svartlut. Godkända förnybara energikällor är vidare förbränning av fast kommunalt avfall, fuktigt avfall från livsmedel och jordbruk samt deponigas. Solvärme är berättigat om den ersätter el från andra källor än de förnybara.

När det gäller vindkraft, solceller, småskalig vattenkraft avses även fristående produktionsanläggningar, Stand Alone Power Supply Systems, SAPS. Dessa är mindre, lokala anläggningar som inte producerar el till det nationella nätet utan används i ett isolerat nät. Dessutom ingår samförbränning och kraftvärme i systemet. Andelen beräknas utifrån mängden fossilt bränsle och energiinnehållet.

⁵ *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*, Schedule 4, 5 och 6.

⁶ *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*, Schedule 7.

⁷ *Renewable Energy (Electricity) Act 2000*, Section 17

⁸ Med "havskraft" avses Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC, som utnyttjar temperaturskillnaderna mellan ytvatten och havsvatten på upp till 750 meters djup för energiproduktion.

Ackreditering av elproduktionsanläggningar

En ny myndighet har bildats, Office of the Renewable Energy Regulator, OREG, som ansvarar för ackreditering av elproducenter, register över certifikat och transaktioner, kvotuppfyllelse, övervakning och eventuella straffavgifter. Vissa av dessa uppgifter kan delegeras till andra lämpliga aktörer.

En registrerad person/företag som äger en kraftstation där en godkänd energikälla eller teknik används får ansöka om ackreditering hos OREG, som fastställer om källan eller tekniken är godkänd och om någon andel av elproduktionen kommer från fossila bränslen.

För att kunna bestämma hur mycket av den producerade elen som ska berättiga till certifikat fastställs en baslinje. Om ett företag börjar producera el den 1 januari 1997 är företagets baslinje 0, dvs. all producerad el berättigar till certifikat. För redan befintliga företag beräknas av OREG en genomsnittlig produktion⁹ per år, som utgör baslinjen. Elproduktion utöver denna baslinje berättigar till certifikat.

För att bli ackrediterad finns ytterligare specifika krav beroende på den aktuella källan eller tekniken¹⁰. En avgift¹¹ tas ut i samband med ansökan om ackreditering och avgiftens storlek styrs bland annat av anläggningens effekt.

OREG har rätt att när som helst begära skriftliga uppgifter från ackrediterade företag. OREG ska föra register över registrerade personer, ackrediterade företag, giltiga certifikat och ansökningar för ackreditering.

Den som producerar grön el ska årligen redovisa föregående års totala elproduktion, mängden grön elproduktion, antalet genererade certifikat, registreringsnummer, ackrediteringsnummer m.m.¹² Producenter som driver flera anläggningar ska specificera uppgifterna för varje enskild anläggning.

⁹ *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*, Schedule 3.

¹⁰ *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*, Division 2.2.

¹¹ *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*, Part 6, punkt 28.

¹² *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*, Part 2, punkt 18.

KVOTEN

Syftet med att införa handel med gröna certifikat är att öka andelen el producerad från förnybara källor, eller från specificerade avfall, fram till år 2010 med 2 procentenheter. Målet fastställdes 1997 då andelen förnybar el var 10,7 procent. Ökningen till 12,7 procent motsvarar 9 500 GWh år 2010¹³. Målet ska nås gradvis genom delmål¹⁴ som utformats för att leda till ett kostnadseffektivt genomförande samt för att ge energisektorn som använder förnybara källor maximal möjlighet att anpassa sig. ORER kontrollerar och övervakar att delmål och slutligt mål nås.

Nivån på 12,7 procent förnybar el ska även gälla mellan 2010 och 2020. Därmed förhindras att företag som vill starta ny elproduktion (exempelvis år 2008) får svårigheter att finansiera investeringar utan certifikatgarantier. Om produktionskostnaderna blir för höga kan nyinvesteringar utebli.

I ellagen anges hur mycket ny produktionskapacitet som krävs årligen för att nå målet på 9,5 TWh år 2010. Kvoten ska fastställas senast den 31 mars varje år enligt särskilda regler¹⁵. För år 2001 är procentsatsen fastställd till 0,24 procent. Med detta tal fastställs antalet certifikat som den kvotpliktige ska redovisa för år 2001. En kvotpliktig som handlar 100 000 MWh el år 2001 ska redovisa $100\,000 \times 0,0024 = 240$ certifikat. Procentsatsen kommer att öka varje år för att följa delmålen som anger hur mycket ytterligare förnybar el som ska produceras i landet varje år.

Tidigast den 1 januari och senast den 14 februari 2002 ska aktuella aktörer redovisa certifikaten avseende år 2001. Certifikaten ska motsvara 0,24 procent av den el som köpts under år 2001. De ska redovisas till ORER:s register via Internet. Därefter avförs de från registret som förbrukade och kan inte längre användas för kvotuppfyllelse.

¹³ Elanvändningen i Australien ökar kraftig och en betydande ökning väntas även till år 2010. För att Australien ska kunna bibehålla andelen av el från förnybara källor och dessutom öka den från 10,7 till 12,7 krävs ny kapacitet motsvarande 9,5 TWh.

¹⁴ Beskrivs i *Renewable Energy (Electricity) Act 2000*, Section 40.

¹⁵ Processen beskrivs närmare i *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*.

CERTIFIKAT

De ackrediterade företagen får själva utfärda certifikaten så snart de producerat 1 MWh el från förnybara källor. Mängden el som genererar certifikat beräknas enligt en formel¹⁶ där förluster och fossil inblandning dras ifrån den totala mängden producerad energi. Ett certifikat motsvarar 1 MWh godkänd elproduktion.

Rent praktiskt kan elproducenten registrera sina gröna certifikat på ett konto i ett elektroniskt register som handhas av ORER. Elproducenten får tillgång till sitt konto via Internet och ansluter med användarnamn och lösenord. Producenten ska kontrollera och försäkra att uppgifterna är riktiga. Dessutom utgår en registreringsavgift för de producenter som registrerar mer än 250 certifikat¹⁷. Innan certifikaten godkänns utförs en rad automatiska kontroller och stickprov. Certifikatet får sitt värde när registreringen har godkänts av ORER. Om företagen genererar certifikat utan att ha producerat el tillämpas ett sanktionssystem¹⁸ med straffavgifter som utgår i förhållande till antalet felaktigt utfärdade certifikat. ORER ansvarar för kontrollen.

Antalet certifikat kommer att öka varje år utifrån de satta delmålen. År 2010 beräknas certifikathandeln omfatta 8–10 miljoner certifikat. Dessutom väntas elpriset stiga med 1,3–2,5 procent för konsumenterna.

De kvotpliktiga

Återförsäljare av el och andra stora elhandlare kommer enligt lag bli skyldiga att köpa ett visst antal gröna certifikat från ackrediterade elproducenter per år. Det är elhandlaren ansvar att adekvat mätutrustning installeras för att kunna mäta hur mycket el som handlas.

Elhandlaren får själv lägga upp en plan för att nå sitt mål och skriva kontrakt med elproducenter, anlita en tredje part eller handla på certifikatmarknaden.

¹⁶ *Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001*, Part 2, punkt 14

¹⁷ Avgiften är 0,08 AUD per certifikat (ungefär 0,42 SEK).

¹⁸ Beskrivs i *Renewable Energy (Electricity) Act 2000*, Section 24

Certifikatens livslängd och sparande av certifikat

Certifikaten har ingen specificerad livslängd men förlorar sitt värde efter 2020. Lagen som reglerar certifikatsystemet ska gälla till 1 januari år 2021. Därefter kan inga ytterligare certifikat skapas eller handel bedrivas.

Om en elhandlare har fler certifikat än det antal som ska redovisas enligt kvotplikten kan de sparas till kommande perioder, överlåtas till annan person eller säljas vidare. Det finns ingen gräns för hur länge ett certifikat får sparas.

HANDEL MED CERTIFIKAT

Handeln med certifikat ska ske separat från den vanliga elhandeln för att undvika snedvridningar på elmarknaden. Den ackrediterade elproducenten får två möjliga inkomstkällor, dels för elen på den elmarknaden och dels för certifikaten på en särskild certifikatbörs. Det elektroniska registret som handhas av OREER ska inte fungera som en börs för certifikaten. Däremot ska alla överlåtelser registreras i certifikatregistret.

Sanktioner och maxpris

Om den ålagda kvoten inte uppfylls utgår en straffavgift¹⁹ som fastställts till 40 AUD/MWh (ca. 212 SEK/MWh). Maxpriset för certifikatet ligger något högre. Köp av ett certifikat är till skillnad från straffavgiften avdragsgillt. Det innebär att en aktör i princip kan vara villig att betala upp till 57–58 AUD/MWh (305 SEK/MWh) per certifikat. Maxpriset för certifikat kan i praktiken komma att bli ännu högre eftersom vissa företag kan vara villiga att betala mer för att slippa hamna på OREER:s lista över företag som inte uppfyllt kvoten, se nedan.

Straffavgift ska erläggas om underskottet är större än 10 procent. Om underskottet är mindre kan elhandlaren slippa betala straffavgiften. Underskottet förs då över till nästa år då den kvotskyldige ska uppnå det aktuella årets kvot plus underskottet från föregående år. Om detta lyckas finns möjlighet att en eventuellt erlagd straffavgift återbetalas. Varje år ska elhandlare lämna en rapport som

¹⁹ *Renewable Energy (Electricity) (Charge) Act 2000*

anger den totala mängden köpt el, förnybar el, kvotens storlek och antalet certifikat.

ORER har även möjlighet att publicera namnen på dem som inte uppfyllt sin årliga kvot. Denna åtgärd kan av de berörda uppfattas som en straffåtgärd. Det är dock också viktig information som tillsammans med uppgifter om pågående kapacitetsutbyggnad i förhållande till årets kvot ger underlag för att fastställa ett korrekt spotpris på certifikaten.

Handelsplats

Handeln med certifikat ska ske på the Green Electricity Market, GEM²⁰, som är en Internetbaserad börs. Den ägs av 19 energiföretag som bidragit till finansiering och utformning av den nya handelsplatsen. På GEM kan certifikat skapas, överföras, registreras, köpas och säljas. Handeln kan även ske bilateralt eller via mäklare. Den Internetbaserade handeln är transparent i den meningen att antal certifikat och priset framgår medan aktörerna på marknaden är anonyma. ORER ansvarar för övervakning, registrering, certifikathandel samt utfärdande och frigörande av certifikat i samarbete med GEM.

Utrikeshandel

Australien har ingen import eller export av el varför godkännande av utländska certifikat för kvotuppfyllelse inte är aktuellt.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM OCH ÖVERGÅNG

Australien har i samband med införandet av certifikathandel satsat på ekonomiska investeringsstöd och teknikutveckling för den gröna energiindustrin. Nedan redovisas de stöd²¹ som gäller på nationell nivå. I vissa stater och territorier tillkommer dessutom regionala stöd.

- Renewable Remote Power Generation Program, RRPGP, är ett investeringsstöd för konvertering av främst dieselgenererad el till

²⁰ <http://www.gemoz.com/>

²¹ <http://www.greenhouse.gov.au/renewable/>

el från förnybara källor på mindre, isolerade elnät. Stödet kan även gälla nya installationer under förutsättning att man kan bevisa att energikällan annars skulle ha varit ett fossilt bränsle. Programmet startade den 1 juli år 2000 och kommer under fyra år att dela ut 264 miljoner AUD (ca. 1 399 miljoner SEK). Upp till 50 procent av installationens kapitalkostnad täcks av stödet.

- Photovoltaic Rebate Program, PVRP. Programmet startade den 1 januari 2000 och ger bidrag till installation av solceller på byggnader som används för kommunal verksamhet. Installationen ska vara ansluten till nätet eller användas för eget bruk. Bidraget utgår som ett investeringsstöd som baseras på installerad effekt. För detta program har 31 miljoner AUD (ca. 164 miljoner SEK) avsatts.
- Renewable Energy Commercialisation Program, RECP. Anslaget uppgår till 55,6 miljoner AUD (ca. 295 miljoner SEK) för en femårsperiod för att utveckla energisektorn för förnybara källor i Australien. Programmet är tävlingsorienterat och ska hjälpa och utveckla nya innovativa tekniker, lösningar och processer ut på marknaden. Programmet är indelat i två delar, industriell utveckling och marknadsintroduktion.
- The Renewable Energy Showcase Program är ett stöd på 10 miljoner AUD (ca. 53 miljoner SEK) som stödjer ett fåtal ledande och strategiskt viktiga energiprojekt som baseras på förnybara energikällor. Projekten ska ha en stark kommersiell potential och ge ett viktigt bidrag till den del av energisektorn i Australien som baseras på förnybara källor.
- Renewable Energy Equity Fund, REEF, bidrar med riskkapital för små innovativa energiföretag som använder förnybara energikällor och arbetar med t.ex. marknadsföringen av solceller eller utvecklar själva komponenterna i solcellen eller någon annan teknik.

ÖVRIGT

Två år efter införande ska systemet utvärderas för att se om det är verkningsfullt och effektivt. Då ska det bland annat undersökas i vad mån avsedd kapacitetsökning för el från förnybara källor har kommit till stånd och om det bidragit till att minska utsläpp av koldioxid. Dessutom ska undersökas om straffavgifter och kvoter ligger på rätt nivå. Studien ska även visa om det är möjligt att ta hänsyn till respektive produktionsteknikers bidrag till växthus-

gaser. Utvärderingen ska dessutom ta ställning till om detta stöd-system är lämpligt eller en annan väg bör väljas.

KÄLLOR

Australiens myndighet för att minska utsläpp av växthusgaser:
<http://www.greenhouse.gov.au>

Australiens reglermyndighet för el från förnybara källor:
<http://www.orer.gov.au/index.htm>

Systemet regleras i Renewable Energy (Electricity) Act 2000
http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/electricity_act.pdf

Kontrollorganet regleras i Renewable Energy (Electricity) Regulations 2001
http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/regulations.pdf

Straffavgiften beskrivs i Renewable Energy (Electricity) (Charge) Act 2000
http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/electricitycharge_act.pdf

Faktablad
http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/factsheets/index.html

Inför introduktionen av systemet med gröna certifikat har en rad rapporter utarbetats:
Huvudrapport: Implementation Planning for Mandatory Targets for the Uptake of Renewable Energy in Power Supplies
http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/rtwg/report.pdf

Rapport: Potential for Australian Capacity to Expand to Meet the Target
http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/expert/exec.pdf

Rapport: Projections of Price of Renewable Energy Certificates to Meet the 2 percent Renewable Energy Target

http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/expert/mma/mma_report.pdf

Rapport: Macroeconomic and Industry Effects of the 2 percent Renewable Target

http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/expert/pdf/econtech.pdf

Rapport: Sectorial Impact on of the two percent Renewable Target

http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/expert/sectoral.pdf

Rapport: 2 percent Renewables Target in Power Supplies – Potential for Australian capacity to expand to meet the target. Beskriver även alla tekniker, dagsläget, potentialen m.m.

http://www.greenhouse.gov.au/markets/2percent_ren/expert/redding.html

BELGIEN

ELMARKNADEN

Belgien har fått uppskov från att genomföra elmarknadsreformen enligt EG-direktivets tidplan. Den belgiska regeringen har dock år 2000 beslutat att öka öppningstakten jämfört med de tidigare planerna. Enligt beslut ska marknaden öppnas för elkunder som har en användning som är större än 10 GWh, motsvarande 49 procent eller 1000 kunder senast den 31 december 2002.

Behovet av att främja förnybara energikällor har uppmärksamats vid reformeringen av elmarknaden. I Belgien producerades under 1998 totalt 83,2 TWh el. I Belgien står förnybara källor för ca. 2 procent av den totala elproduktionen, vilket är den lägsta andelen i EU. Av den el som baseras på förnybara källor stod vattenkraften för omkring 74 procent och biomassa för ca. 26 procent år 1998. Under samma år producerades 11 GWh el från vindkraft.

Eftersom den förnybara elen står för en mycket liten andel av den totala energitillförseln har särskilda regler införts för förnybar

energi. Producenter som utnyttjar förnybara energikällor och som är i behov av att köpa ytterligare el, kan välja elleverantör fritt. Detta gäller också elkunder som köper en tillräckligt stor andel el från förnybara källor eller från kraftvärmeverk.

El från förnybara källor har prioriterat tillträde till nätet enligt de regionala ellagarna i Flandern och Wallonien.

Vidare planerar den federala regeringen att införa en köpplikt för att uppnå målet 3 procent grön el år 2004. Medlen för att nå detta mål är att utforma ett system med gröna certifikat och finansiella incitament. I den nya ellagen ställs även krav på att en minimivolym av förnybar el, som definieras av den belgiska regeringen, ska köpas upp till rimliga priser. Lagen anger att en utjämningsfond ska upprättas för att täcka de högre kostnaderna vid inköp av förnybar el.

Belgien är indelat i tre självständiga regioner, Bryssel, Flandern och Wallonien. Denna organisatoriska indelning präglar utformningen av landets statsförvaltning och även stödet till el från förnybara källor. Regionerna ansvarar för frågor som rör förnybara energi och systemen med gröna certifikat utformas därför av de regionala energimyndigheterna. När det gäller fiskala frågor som skatter och avgifter är det den federala regeringen som fattar besluten. Därför måste utformningen av system med gröna certifikat i Belgien ske i samarbete mellan regionerna och den federala regeringen.

För närvarande utformas system med gröna certifikat parallellt i de tre regionerna. Dessutom kommer ett federalt system utformas som endast omfattar havsbaserad vindkraft. Flandern har kommit längst i arbetet med de gröna certifikaten. En ny ellag har antagits och systemet med certifikathandel skulle enligt de ursprungliga planerna ha införts i januari 2001. EU-kommissionen har i juli 2001 godkänt det flamländska systemet under vissa villkor.

I Wallonien antogs en ny ellag i april vilken kommer att tillämpas till en begränsad del från september 2001 och fullt ut i början av 2002. Huvudprinciperna för det Wallonska certifikatsystemet är klara och systemet ska enligt planerna införas i början av 2002.

I Bryssel antogs en ny ellag i juli 2001. Den kommer att gälla från 2003 och enligt lagen ges möjlighet till införande av gröna certifikat.

DET FEDERALA SYSTEMET

Belgiens fyra energiministrar slöt i februari 2001 ett samarbetsavtal om certifikatsystemen. Avtalet måste godkännas av regionerna och den federala regeringen, och har som förutsättning de nya ellagarna samt att Walloniens och Bryssels reformering av elmarknaderna har slutförts.

Målet för Belgien, enligt den federala planen för uthållig utveckling, är att andelen förnybar energi i elproduktionen ska vara 3 procent år 2004. I EU-kommissionens förslag till direktiv om el från förnybara energikällor anges som mål för Belgien att 6 procent av elproduktionen ska komma från förnybara källor år 2010.

KOMPLETTERANDE SYSTEM OCH ÖVERGÅNG

På federal nivå finns subventioner för förnybar energi i form av skattelättnader med 14 procent av företagsskatten för investeringar i förnybara energikällor. Företagen kan också välja mellan linjär och regressiv avskrivning. Den regressiva avskrivningstakten är dubbelt så hög som den linjära men får inte överstiga 40 procent. Vidare finns ett driftbidrag på 2 BEF per kWh (0,43 SEK/kWh) som gäller i tio år för el från vindkraft och små vattenkraftverk. För el från andra förnybara energikällor ges ett driftbidrag på 1 BEF per kWh (0,22 SEK/kWh). Regeringen kommer att se över driftbidraget år 2003 och för närvarande pågår diskussioner om att fasa ut driftbidraget när det gröna certifikatsystemet startas i hela landet. Det kan också bli möjligt att välja antingen gröna certifikat eller driftbidrag.

DE FLAMLÄNSKA SYSTEMET

I januari 2001 behandlades ett förslag till specificerade regler för certifikatsystemet i den flamländska regeringen. Förslaget huvuddrag godkändes, men några detaljer återstår innan reglerna ska kunna träda i kraft. Certifikatsystemet skulle ursprungligen ha införts i januari 2001. EU-kommissionen stoppade emellertid förslaget eftersom det endast omfattade inhemsk el. I augusti 2001 har EU-kommissionen gett klartecken för det flamländska stödssystemet under förutsättning att vissa bestämmelser ändras. För närvarande pågår arbete med att analysera hur kraven kan införlivas

i systemet. Enligt uppgift kan systemet komma att starta någon gång under 2002.

STÖDSYSTEMET I FLANDERN

Bestämmelserna om de gröna certifikaten finns i den regionala lagen om organisation av elmarknaden ²². De energikällor som omfattas av systemet är solel, vindkraft, biomassa, biogas, geotermisk el, tidvatten- och vågkraft. Alla anläggningar oavsett ålder kommer att omfattas av certifikatsystemet.

Det pågår även arbete med att bygga upp ett motsvarande system för kraftvärme. Dessutom finns det planer på att i framtiden eventuellt även införa certifikat för värme.

Enligt de ursprungliga förslaget skulle den förnybara energin komma från källor i Flandern eller från området för havsbaserad vindkraft vid Belgiens kust. Syftet med denna bestämmelse var att motverka att de inhemska energikällorna konkurreras ut genom billigare förnybar el som produceras utanför Flandern.

EU-kommissionen har i granskningen av det flamländska systemet haft invändningar mot denna bestämmelse, eftersom det anses vara ett handelshinder. Den flamländska regeringen kan dock enligt ellagen erkänna gröna certifikat från andra områden. Detta är tänkt att utnyttjas om internationell handel med certifikat kommer till stånd. För närvarande analyseras hur de krav som ställs av EU-kommissionen kan införlivas i systemet.

Certifiering av produktionsanläggningar görs av den nya reglermyndigheten för el och gas, Flemish Regulator for Electricity and Gas, VREG. Myndigheten är under uppbyggnad och beräknas kunna börja arbeta under hösten 2001. Huvuduppgiften är att övervaka att reglerna i den nya ellagen följs. Under en övergångsperiod kommer övervakningen av certifikatsystemet att ske genom den regionala energimyndigheten som i Flandern ligger under den regionala ekonomimyndigheten. VREG kontrollerar även anläggningar så att inkomna uppgifter och utgivna certifikat överensstämmer. Det är producenten som står för kostnaderna som uppkommer genom certifieringen.

²² Decree on the organization of the electricity market (ej officiell översättning).

KVOTEN I FLANDERN

I dag är andelen förnybar energi mindre än 1 procent²³. Målet enligt ellagen är att förnybara energikällor ska stå för 0,96 procent år 2001, 3 procent år 2004 och för 5 procent år 2010. I framtiden väntas vindkraft stå för omkring 2/3 av Flanderns förnybara energi och biomassa för den resterande delen.

Kvotplikten gäller alla nätägare och specificeras i ellagen där den beräknas enligt följande: $C = G * (E_v - E_{wkk} - E_g)$

C = Antal gröna certifikat som ska lämnas in år n i MWh för respektive nätföretag

E_v = den totala kvantiteten el som företaget distribuerat till slutkunder år $n-1$

E_{wkk} = Mängden el (i MWh) som har producerats med hjälp av högkvalitativ kraftvärme som företaget distribuerat år $n-1$. Med högkvalitativ kraftvärme avses anläggningar med en verkningsgrad som är 5 procent högre än i kombicyklar.

E_g = Mängden el (i MWh) som har producerats med hjälp av förnybara energikällor i Flandern eller i området för den havsbaserade vindkraften och som företaget distribuerat år $n-1$.

G = minimikvot för år n , dvs. 0,96 procent år 2001, 3 procent år 2004 och 5 procent år 2010.

CERTIFIKAT I FLANDERN

Ett certifikat motsvarar 1 000 kWh och gäller i fem år. Det kan upphöra att gälla tidigare om ägaren annullerar certifikatet eller om det redovisats för reglermyndigheten som bevis för att köpkraven har uppnåtts.

Certifikaten kommer att delas ut av reglermyndigheten, VREG. Elproducenterna tilldelas certifikat i förhållande till den mängd el från förnybara källor som de producerar. Certifikaten ska ange namn på den producerande enheten, vilken teknik som används och hur mycket statligt stöd anläggningen har fått. För att kontrollera att uppgifterna stämmer ska alla anläggningar inspekteras av VREG.

Det kommer att vara möjligt att spara certifikat till nästkommande år. Någon slags begränsning av sparmöjligheterna

²³ Andelen el från förnybara källor år 1996 var 0,35 procent.

diskuteras för att förhindra att certifikat sparas för att höja priserna på certifikaten.

Varje nätägare är skyldig att senast den 31 december varje år redovisa ett visst antal gröna certifikat till VREG. För att uppnå kvotkraven har företagen tre möjliga tillvägagångssätt:

- att köpa gröna certifikat
- att investera i förnybar energi
- att betala en straffavgift.

HANDEL MED CERTIFIKAT I FLANDERN

Om inte nätägaren köper gröna certifikat eller investerar i förnybar elproduktions-kapacitet är de skyldiga att betala en straffavgift på 2 BEF 2001 (0,43 SEK/kWh). Straffavgiften kommer att höjas stegvis upp till 5 BEF 2004 (1,1 SEK/kWh). Avgiften kommer i praktiken utgöra ett tak för hur mycket certifikaten högst kommer att kosta.

Intäkterna från straffavgifterna kommer att gå till en särskild fond, fonden för förnybar energi, som ska utnyttjas till att främja förnybar energi.

Handeln med certifikat kommer inte att regleras utan aktörerna är fria att bedriva handeln utan restriktioner. Det kan ske bilateralt, genom mäklare eller på en särskild certifikatbör. Uppgifter om överlåtelse, ägare och andra data om certifikaten ska registreras i en särskild databas och i ett handelsregister.

KOMPLETTERANDE SYSTEM I FLANDERN

Förutom de federala stöden finns ett regionalt investeringsstöd i Flandern som betalas ut med upp till 20 procent av kostnaderna för småföretag och upp till 10 procent för stora företag. Det finns också möjligheter att få finansiellt stöd från ett särskilt kontor, "Kontoret för främjande av förnybar energi" (ODE-Vlandern). Vad som kommer att ske med de befintliga subventionerna när certifikathandeln påbörjas har ännu inte beslutats. Diskussioner mellan regionerna och den federala regeringen pågår. Enligt en tjänsteman på den regionala myndigheten är det troligt att det federala driftbidraget kommer att fasas ut för att ersättas av gröna

certifikat, medan skattenedsättningarna och det regionala investeringsstödet kommer att finnas kvar.

DET WALLONSKA SYSTEMET

En ny ellag antogs i april 2001. I denna finns huvudprinciper för systemet med gröna certifikat. Detaljutformningen pågår för närvarande och bestämmelserna kommer att finnas i en särskild förordning. Systemet ska införas i början av år 2002.

Målet för andelen förnybara källor i elproduktionen i Wallonien är 3 procent till år 2004 och 8 procent till år 2010. Andelen är i dag 2,3 procent. I Wallonien inräknas organiskt nedbrytbart avfall i förnybara energikällor. För andelen kraftvärme i elproduktionen är målet att år 2004 nå 1,1 procent och till år 2010 uppnå 4 procent.

Certifikatsystemet omfattar el från förnybara källor och sådan kraftvärme som innebär att koldioxidutsläppen minskas. För att beräkna antalet certifikat som tilldelas en enhet som har koldioxidutsläpp, divideras den totala elproduktionen av grön el med den utsläppsminskning som uppnåtts. Vid beräkning av utsläppsminskningen görs en jämförelse mellan enhetens utsläpp och utsläpp med konventionell teknik. Särskilda utsläppslistor ska publiceras årligen av den reglerande myndigheten. För exempelvis kraftvärme beräknas tilldelningen av certifikat bli omkring 1/5 av den producerade mängden energi.

I likhet med Flandern ställs kvotkravet på nätföretagen i ellagen. En särskild reglermyndighet ska bildas för att övervaka att ellagen följs. Myndigheten kommer också att ha ansvar för att kontrollera och övervaka handeln med certifikaten. Möjligheter att spara certifikat till följande år har ännu inte diskuterats.

Förnybar el ska ha prioriterat tillträde till nätet även i Wallonien. Handeln av gröna certifikat förväntas ske på en separat marknad, åtskild från elhandeln.

Om nätföretagen inte når upp till den tänkta kvoten kommer en straffavgift att utgå på mellan 3 till 5 BEF (0,65–1,1 SEK/kWh), vilket sätter ett takpris för certifikaten.

KOMPLETTERANDE SYSTEM OCH ÖVERGÅNG I WALLONIEN

Wallonien har även regionala investeringsstöd. Stöd betalas ut med upp till 20 procent för investeringar i förnybar energi för skolor och sjukhus och upp till 30 procent för byggnader för lokala myndigheter. Bidrag och stöd betalas också ut till företag som investerar i förnybar energi. Det federala driftbidraget väntas vara kvar även efter att certifikatsystemet införts. Producenterna kommer att kunna välja mellan driftbidrag eller gröna certifikat. Investeringsbidrag och skattenedsättning diskuteras för närvarande.

BRYSSEL

I regionen Bryssel har beslut fattats om att gröna certifikat bör ingå i elmarknadsreformen men certifikatsystemet har ännu inte utformats. I juli 2001 antogs en ny ellag som öppnar för ett system med gröna certifikat. I ellagen anges endast att ett stödsystem baserat på gröna certifikat kan introduceras utan att närmare detaljer specificeras. Regler för ett kommande certifikatsystem och hur det kan anpassas till förhållandena i Bryssel ska utredas. Den nya ellagen träder i kraft år 2003.

Mål för andelen förnybara energikällor saknas i Bryssel.

KÄLLOR

Flandern: "Decree on the organization of the electricity market in Flandern"

Flanderns reglermyndighet för el- och gasmarknaden:
<http://www.vreg.be/>

Wallonien: "Projet de décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité", utkast till ellag, Walloniens regering, februari 2001

Walloniens reglermyndighet för el- och gasmarknaden:
<http://www.cwape.be/>

RES Policy Report for Belgium
www.agores.org

Promotion of Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU countries, Joint report by the cluster "Green Electricity" co-financed under the 5th framework programme of the European Commission, 2001.

DANMARK

ELMARKNADEN

Från den 1 januari 2003 ska liberaliseringen av elmarknaden för konsumenterna vara fullt genomförd. För år 2001 gäller att användare som konsumerar över 1 GWh el fritt kan välja elleverantör. Inom ramen för den pågående avregleringen av elmarknaden planeras i Danmark en certifikatmarknad för el från förnybara källor, VE-el²⁴. Under det första decenniet av 2000-talet kommer den att fungera parallellt med ett fastprissystem för el från förnybara källor. De fasta stöden gäller många av de anläggningar som tas i drift kring sekelskiftet och gäller under tio år av anläggningens livslängd.

Den totala elproduktionen i Danmark uppgick år 1998 till ungefär 41 TWh varav 60 procent var kolbaserad el. El från förnybara källor stod samma år för närmare 4,3 TWh eller motsvarande drygt 10 procent av den totala elproduktionen. Vindkraften stod för 65 procent av den gröna elen och biomassa för 34 procent.

Mer än tre fjärdedelar av den vindkraft som producerades år 2000 i Danmark kommer från medlemmar i Danmarks Vindmølleforening. Denna sammanslutning har stor möjlighet att påverka marknaden genom att agera gemensamt. Ägarförhållandena i certifikatsystemet kommer emellertid att breddas i takt med att biobränslebaserad el kommer in på marknaden.

I Danmark har el baserat på förnybara energislag prioriterat tillträde till elnätet.

STÖDSYSTEMET

VE-elmarknaden, eller marknaden för gröna certifikat, ska starta senast den 1 januari 2003, men utfärdande av certifikat kan komma att påbörjas tidigare. I Danmark ligger plikten att inneha ett visst antal gröna certifikat på elanvändarna.

²⁴ VE står för "vedvarende energi", förnybar energi.

Berättigade energislag

Elproduktionsteknologier som är berättigade till certifikat är vindkraftverk, olika former av biomassa, solceller samt vattenkraft med en effekt lägre än 10 MW. Huvudsakligen kommer certifikat-systemet att utgå från vindkraft och biomassa. El från storskalig vattenkraft och avfall är inte berättigad till certifikat ²⁵. El från kraftvärmeanläggningar ingår i den mån bränslet kan definieras som biomassa. Anläggningar oavsett ålder är berättigade till certifikat, anläggningar byggda före 2000 dock först efter 10 år.

Certifiering av produktionsanläggningar

I Danmark finns två stamnät och två systemansvariga, Eltra och Elkraft System, som ansvarar för olika delar av landet och som kommer att certificera elproduktions-anläggningar. Ett grundläggande krav för certifiering av produktionsanläggningar är att de krav som ställs för anslutning till nätet också är uppfyllda.

Systemansvariga är också ansvariga för en databas i vilken alla anläggningar ska registreras. När en anläggning är registrerad är den automatiskt certifierad och därmed beviljad stöd genom certifikatsystemet. Databasens data ska genomgå kvalitetsanalyser för att tillgodose säkerhetskraven.

KVOTEN

I Danmark uppgick andelen el från förnybara källor till omkring 10 procent år 1998. Målsättningen är att nå en andel på 20 procent el från förnybara källor år 2003 ²⁶. Planerade investeringar i förnybara teknologier och utfallet av de stödsystem som redan är införda tyder på att målet för år 2003 kommer att nås även utan ett system med gröna certifikat.

Hur mycket el från förnybara källor som elanvändarna totalt ska köpa under ett år fastställs av miljö- och energiministern. Denna kvot ska vara en bindande minimikvot. Inget ska således hindra enskilda konsumenter från att använda en högre andel grön el än

²⁵ El från avfall som härrör från biologiskt avfall, exempelvis biogas från slakteriavfall ingår i definitionen på biomassa.

²⁶ Enligt EG-direktivförslaget för att främja el från förnybara källor är målet för år 2010 att förnybar el ska uppgå till 29 procent.

stipulerat. Kvoten ska successivt ökas. Ökningen ska emellertid ske på ett sådant sätt att marknaden ges tillräcklig tid för att genom nyinvesteringar anpassa utbudet till den ökade kvoten och därmed själva efterfrågan. På så sätt minskas osäkerheten för potentiella investerare i VE-produktion.

Kvoten ska fastställas årsvis för en rullande period på troligtvis 10 år. Den kommer att vara bindande för ett år i taget och fastställas preliminärt för de återstående åren. Vid betydande förändringar i förutsättningarna för uppfyllelse av kvoten ska den emellertid kunna justeras för de kommande åren, men får inte understiga kvoten från det föregående året.

CERTIFIKAT

Uppgifter om producerad och levererad el lämnas till systemansvarig/nätföretag. I gengäld fås ett grönt certifikat, ett VE-bevis, per 100 kWh levererad el baserad på förnybara källor, VE-beviset sätts in på ett konto.

Nätföretagen mäter och kontrollerar den el som producenterna levererar till nätet samt överför uppgifterna till den systemansvarige²⁷. Den systemansvarige överför uppgifter till registret över VE-bevis.

Det är elanvändarna som är skyldiga att inneha ett visst antal gröna certifikat och vid avräkningstillfället kunna visa upp en viss andel el från förnybara källor i form av VE-bevis. En kvotkontroll genomförs årligen där uppgifter i registret över VE-bevis kontrolleras mot fastställda kvotkrav. VE-bevis som vid avräkningstillfället behövs för att fullgöra kvotkravet avförs från registret över VE-bevis. Ett VE-bevis livstid upphör i samband med avräkning för kvotuppfyllelse.

Det är även möjligt att spara certifikat till senare år. Vidare har diskuterats att certifikat som ställs ut i början av året kan användas för att uppfylla kvotkravet för föregående år. Dessutom ska eventuellt även kommande, ännu icke utställda certifikat, kunna användas för att uppfylla kvoten. Kvotuppfyllelse ska granskas i början av året varje år och per den sista december föregående år.

²⁷ I Danmark finns två systemoperatörer, Eltra och Elkraftsystem.

HANDEL MED CERTIFIKAT

Minimi- och maximipris

I det danska certifikatsystemet finns ett minimi- och ett maximipris. Tillsynsmyndigheten, Energitilsynet, ska ha ett stående erbjudande om att köpa certifikat till ett pris av 10 öre/kWh. Därmed läggs golvet för prisnivån fast. Takpriset ges av att de kvotpliktiga måste betala en straffavgift på 27 öre/kWh om de inte kan visa upp en tillräcklig mängd certifikat vid periodens slut. Syftet med dessa gränser för priserna är att undvika en alltför hög rörlighet på certifikatbörsen och därmed osäkerhet för elproducenten som använder förnybara källor.

Tillsynsmyndigheten ska också garantera att samtliga certifikat köps upp genom att den vid periodens slut köper in återstoden av certifikaten. Priset ska ligga mellan 10 och 27 öre. Köpen ska finansieras via en särskild fond. Denna fond finansieras i sin tur dels via statsbudgeten och dels via straffavgifter. Fonden ska även användas för att främja elproduktion från förnybara källor.

Handelsplats

Det är ännu inte fastlagt på vilken börs certifikathandel kan komma att bedrivas. Börsen kommer inte att vara ett ansvar för staten utan andra aktörer kan öppna en marknadsplats. Registret som systemoperatörerna ansvarar för kommer emellertid att ta in uppgifter om köp och försäljning av VE-bevis, samt om kontoställning.

På kort sikt, dvs. under certifikatbörsens inledningskede, väntas utbudna VE-bevis köpas i bilaterala avtal mellan VE-producenten och distributionsbolag/konsument. På längre sikt kan VE-bevisen handlas på en certifikatbörs. Handel ska kunna ske både på en spotmarknad och på en marknad för långtidskontrakt, futures.

Transaktionskostnader

Transaktionskostnaden per VE-bevis beror på handelsvolymen. Under det första året beräknas handeln med VE-bevis bli för liten för att bära systemets transaktionskostnader. Enligt bedömningar kan handeln bedrivas till kostnader motsvarande 12 miljoner DKK (\pm 3 miljoner) per år (ca. 14,2 miljoner SEK). Handelsvolymen

väntas emellertid öka snabbt. Redan under andra året beräknas handelsvolymen vara tillräckligt omfattande för att täcka transaktionskostnaderna vilka beräknas uppgå till runt 2–3 procent av VE-bevisets värde.

Totalt sett ger handel med VE-bevis på en börs i stället för genom bilaterala avtal lägre transaktionskostnader. Genom en oberoende marknadsoperatör införs standardiserade rutiner för köp och försäljning av VE-bevis. Andra fördelar med börshandel är att sök- och informationskostnader minimeras, samtliga aktörer har samma förhandlingsstyrka och systemet är transparent. Dessutom kan aktörer välja att säkra sina positioner på en finansiell derivatmarknad.

Utrikeshandel

Handel med utländska certifikat ska i princip vara möjlig, men det kommer att krävas att elproduktion i bägge länderna står under liknande krav och förutsättningar. Eftersom en internationell harmonisering på området ännu inte har uppnåtts, kommer Danmark inte att tillåta utrikeshandel då systemet startas, med mindre än att det förekommer bilaterala överenskommelser mellan medverkande länders regeringar och myndigheter.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM OCH ÖVERGÅNG

Idag består stödet till elproduktion från förnybara källor av två delar, ett fastpris och ett eller två tillägg. Fastpriset gäller för alla anläggningar som byggs före år 2003 och garanteras i 10 år, medan elproduktionsstödet ska fasas ut när stödet med certifikat påbörjas. Fastprissystemet kommer således att finnas kvar parallellt med certifikatbörsen under 2000-talets första decennium.

Fastprisgarantin ger investeraren förutsättningar att få banklån till kommersiella villkor. Historiskt har fastpriset till vindkraftverk varit 85 procent av priset till användarna exklusive avgifter, vilket genomsnittligt har varit 33 öre/kWh plus ett tillägg på 17 öre/kWh respektive 10 öre/kWh. 10 öre/kWh motsvarar koldioxidskatten som betalas i användarledet oavsett hur elen har producerats. Fastpriset ska inte ge utrymme för någon vinst. En eventuell vinst beror på prisutvecklingen på börsen för VE-bevis.

På längre sikt ska stödsystemet baseras på gröna certifikat. Under en övergångsperiod gäller nya fastpriser för befintliga och nya anläggningar fram till 2003. Stödsystemet är komplext och stöden beror på när anläggningar byggdes, storlek och om anläggningen ägs privat eller inte. För statliga anläggningar utgår endast stödet på 0,10 DKK/kWh, motsvarande koldioxidskatten. De ska inte ingå i certifikatsystemet. I tabellen visas stöd för privata anläggningar.

Tabell 1: Ersättning för vindkraft

	Elpris	Tillägg	Tillägg	
Befintliga anläggningar	Fastpris ca. 0,33 DKK/kWh	0,10 DKK per kWh (motsv. CO ₂ -skatt)	0,17 DKK/kWh utgår för antal fullasttimmar beroende på kapacitet: < 200 kW-25 000 ft. 201-599 kW-15 000 ft. > 600 kW-12 000 ft.	Fastpris gäller 10 år (motsv. 22 000 fullasttimmar). Därefter ges gröna certifikat.
Nya anläggningar 2000-2002	Fastpris ca. 0,33 DKK/kWh	0,10 DKK per kWh ges tills certifikat delas ut.	-	Fastpris gäller 10 år. Dessutom gröna certifikat (min. 0,1 DKK).
Nya anläggningar 2003 och framåt	Marknadspris	-	-	Ev. endast gröna certifikat ²⁸ (0,1-0,27 DKK/kWh)

Anm.: Mittkurs i december 2000 var 116 SEK/DKK.

Dessutom ska vindkraftproducenter som inte klarar lånen för redan genomförda investeringar därför att stödförutsättningarna har ändrats få särskilt stöd.

För mycket små vindkraftsanläggningar, mindre än 100 kW, ges ett slags avvecklingsstöd. Om ägaren skrotar sin anläggning ges ett stöd på upp till 0,60 DKK/kWh (0,33 + 0,17 + 0,1) under 12 000 fullasttimmar för produktion från en helt ny anläggning. Skälet till avvecklingsstödet är att små anläggningar är väsentligt mindre effektiva.

²⁸ Detta har ännu inte beslutats.

Principerna för stöd till elproduktion baserad på biomassa och biogas liknar de för vindkraft med skillnaden att lasttiden inte beaktas. Stöden till biobränsleeldade anläggningar är föremål för förhandlingar. Det gamla fastpriset är ca. 0,5 DKK/kWh och gäller under 10 år. Eventuellt ska dessa anläggningar också få gröna certifikat.

Ett avtal mellan staten och kraftbolagen diskuteras för närvarande. Ett förslag innebär att fem privata kraftanläggningar ska få ett fastpris om 30 öre/kWh plus VE-bevis samt 100 DKK per ton använd biomassa.

ÖVRIGT

Dagens skattesystem i Danmark innebär att bränslen som används för elproduktion inte beskattas. Däremot belastas elanvändning²⁹ med både energi- och koldioxidskatt oavsett hur elen har producerats. Koldioxidskatten på 0,10 DKK/kWh ges som stöd till koldioxidfri elproduktion.

För ännu inte utvecklade och nya tekniker ges särskilda stöd. Etableringen av en marknad med gröna certifikat för in ett konkurrensmoment i utbyggnaden av förnybar energi. Stödsystemet med gröna certifikat som beskrivs i den danska elreformen är dock inte en ren marknadsmodell. Den kombinerar konkurrensen på bevismarknaden med andra element. Avsikten är att främja utvecklingen av tekniker som är nya eller ännu inte är helt mogna för marknaden.

Utöver det stöd som VE-bevishandeln ger finns det i systemet också investeringsstöd och särskilda avräkningsregler för småskaliga tekniker. Utvecklingen av elproduktion från biomassa, biogas och med solceller stöds genom anslag till forskning och utveckling samt med investeringsbidrag. Energistyrelsen överväger en nedtrappning från år 2003 av det garanterade elpriset på 0,5 DKK kWh, som gäller för dessa kraftslag. Detta ska göras i takt med att teknikerna blir kommersiellt bärkraftiga.

I september 2000 godkände EU-kommissionen den danska elreformen inklusive stödsystemet med gröna certifikat. En detalj

²⁹ Energiskatten återbetalas för industri och tjänstesektorn. Lätta processer betalar 90 procent av koldioxidskatten och tyngre betalar 25 procent av koldioxidskatten. Genom avtal med staten om energieffektivisering kan nedsättningar av koldioxidskatten medges. Energiintensiv industri kan genom dessa avtal komma att betala 3 procent av koldioxidskatten.

lämnades dock öppen. Det var förslaget om ett garanterat pris på 0,43 DKK/kWh (0,51 SEK/kWh) som under en övergångsperiod skulle ges till nya vindkraftsanläggningar.

I december 2000 beslutades om nya statsstödsbestämmelser för miljöskydd. Kommissionen har under våren prövat garantipriset till nya vindkraftsanläggningar i enlighet med de nya reglerna och i juli 2001 gett sitt godkännande.

KÄLLOR

Energistyrelsen, energi och miljöministeriets hemsida:
<http://www.ens.dk/index.asp>

Utredning om gröna certifikat:
http://www.ens.dk/Energireform/Notater/Ve_udredning.pdf
http://www.ens.dk/Publikationer/VEUdredning_bilag.pdf
http://www.ens.dk/Energireform/Gront_notater/Bilagb3.pdf
http://www.ens.dk/Publikationer/organis_af_ve.pdf

Lagar om elmarknadsreformen och stöd till el från förnybara källor:
<http://www.ens.dk/Publikationer/online.htm#>
Love og bekendtgørelser oversat til engelsk

FINLAND

ELMARKNADEN

Genom en ny ellag från 1995 påbörjades avregleringen av elmarknaden i Finland. Sedan 1998 kan alla elkunder i Finland fritt välja leverantör utan särskilda krav på mätare. Den finska elmarknaden är fullt avreglerad. Det innebär även att vissa kundgrupper har möjlighet att välja grön el till ett pris som är ungefär 10 procent högre.

Elproduktionen uppgick år 1998 till 70 TWh, varav 22,4 TWh eller 32 procent kommer från förnybara källor. Av de förnybara källorna stod vattenkraften för 15 TWh eller drygt 66 procent och biomassa för 33 procent. Vindkraften uppgick under 1998 till 24 GWh. I Finland definieras torv som en långsamt förnybar energikälla.

Hösten 1999 antogs en handlingsplan för förnybara energikällor i Finland. Bakgrunden är Kyotoprotokollet och EU:s vitbok om förnybar energi. Enligt handlingsplanen ska andelen el från förnybara källor öka till 31 procent år 2010. Målsättningen för år 2010 är att ungefär 12 TWh ska komma från biomassa, knappt 14 TWh från vattenkraft och ungefär en 1 TWh från vindkraft.

När det gäller biomassa finns redan idag elproduktion inom industrin motsvarande drygt 6 TWh. Denna ska öka med 3–4 TWh och dessutom ska elproduktion från biomassa inom fjärrvärme-sektorn öka. Det finns mål om en ytterligare kraftig ökning av biomassa för elproduktion fram till år 2025. Vidare har man satt upp mål för utbyggnad av vindkraft till ungefär 5 TWh år 2025. För vattenkraften finns mål för en ökning på 1–2 TWh på 10–25 års sikt.

Finland har idag inga planer på att införa stödsystem som bygger på gröna certifikat eller kvoter. Däremot följer man utvecklingen och staten delfinansierar ett antal finska företags deltagande i RECS. De finska formerna för stöd till el från förnybara energikällor är driftbidrag och investeringsstöd.

DRIFTBIDRAG

År 1997 genomfördes i Finland en omläggning av elbeskattningen från produktionsledet till konsumtionsledet. För att skydda konkurrenskraften för småskaliga elproducenter som använder bio-bränsle och andra förnybara energikällor, vind- och vattenkraft, fick dessa ett driftbidrag motsvarande endera av skattesatserna för elkonsument. Under 1998 infördes också driftbidrag för kraftproduktion, med en nominell effekt på högst 40 megavoltampere och som baseras på ved eller brännstöv. Skatterna har sedan införandet höjts och utgår år 2001 enligt tabellen nedan.

Tabell 2. Energibidrag för år 2001, penni/kWh (öre/kWh).

Energibidrag till elproducenter	
Produktion från biomassa, torv* och vattenkraft och kraftvärme*	2,5 p/kWh (3,6 öre/kWh)
Produktion av vindkraft	4,1 p/kWh 6,0 öre/kWh)

*Avser småskalig produktion

Sedan stödet till vindkraft höjdes har vindkraftproduktionen i Finland ökat, från 23 GWh år 1998 till 77 GWh år 2000.

INVESTERINGSSTÖD

Handels- och industriministeriet administrerar investeringsstöd till utvecklings- och investeringsprojekt som främjar energieffektivitet och användningen av förnybara energikällor eller minskar miljöförstörande utsläpp. För sådana investeringar medges bidrag med 15–40 procent av godkänt investeringsbelopp. Projekt som använder innovativa tekniker får större bidrag än sådana som baseras på traditionella metoder.

Anläggningar för vindkraft kan stödjas med maximalt 40 procent av godkända investeringskostnader. Normalt beviljas stöd motsvarande 30 procent av investeringen; för ny teknik beviljas 35 procent och för äldre teknik 28–30 procent.

Investeringsbidrag till elproduktion med biobränsle, småskalig vattenkraft och solceller beviljas med högst 30 procent, där nyare teknik som regel ges 25 procent och äldre teknik beviljas 15–20 procent stöd av investeringskostnaden.

ITALIEN

ELMARKNADEN

Italiens avreglering av elmarknaden ligger i tid något före de krav som fastställdes i EU:s elmarknadsdirektiv. Kunder med en användning över 9 GWh kommer att få tillgång till en fri marknad och därmed själv kunna välja leverantör fr.o.m. den 1 januari 2002.

Den systemansvarige kan i Italien ge prioriterat nättillträde till el producerat av förnybara källor eller vid kraftvärmeanläggningar. El producerat genom kraftvärme har tillträde efter den gröna elen.

Nättillträde kan vägras på grund av kapacitetsbrist eller vid import där ömsesidighet i villkoren saknas. Regeringen planerar att införa nya regler som rör miljömässig och ekonomisk kompatibilitet vid import från tredje land.

Den totala elproduktionen i Italien år 1998 uppgick till knappt 260 TWh. Inom EU är Italien den fjärde största elproducenten efter Tyskland, Frankrike och Storbritannien. Elproduktionen var 1998 till 80 procent baserad på fossila bränslen. Samma år baserades 47 TWh eller 18 procent av Italiens elproduktion på vattenkraft och två procent kom från övriga förnybara källor. I fråga om geotermisk el är Italien EU:s i särklass största producent med drygt 4,2 TWh år 1998³⁰. El baserad på biomassa stod för 1 200 GWh år 1998. Italiens större satsningar på vindkraft har gjorts under senare delen av 1990-talet. År 1996 producerades 33 GWh och år 1998 uppgick produktionen till 232 GWh.

Andelen el från förnybara källor i relation till den totala elproduktionen har minskat sedan 1985 då 25 procent av elen baserades på dessa källor. Detta beror på att den totala elproduktionen ökat med 40 procent under samma tid och de fossilbaserade teknologierna har ökat i större utsträckning än de förnybara.

STÖDSYSTEMET

Lagstiftningen för ett stödsystem för el baserad på förnybara källor genom certifikat infördes i mars 1999 och tillämpas fr.o.m. den 1 januari 2001³¹. Producenter och importörer av el från icke förnybara källor är fr.o.m. år 2002 förpliktigade att leverera en minimikvot el baserad på förnybara källor. Kvoten ska vara 2 procent av föregående års effektiva elproduktion och import baserad på konventionella energikällor. Kraven gäller anläggningar som producerar eller importerar mer än 100 GWh, exklusive kraftvärme, export samt el för eget bruk. Antalet anläggningar som kommer att vara kvotpliktiga uppskattas till några tiotal.

Enligt italiensk lag räknas solel, vindkraft, all vattenkraft oavsett effektstorlek, geotermisk el, tidvatten- och vågkraft, biogrödor, organiskt- och icke-organiskt avfall som förnybara energikällor. El

³⁰ Vid sidan av Italien är Portugal det enda EU-landet som producerar geotermisk el, 58 GWh 1998.

³¹ Förordning enligt artikel 11:5 i nummer 79/99.

från kraftvärmeanläggningar ingår om den primära energikällan kan definieras enligt ovan.

De anläggningar som godtas för stöd genom certifikatsystemet måste ha tagits i drift efter den 1 april 1999. Detta innebär:

- Nya anläggningar
- Anläggningar som existerat i minst fem år, på vilka förändringar för att öka energiproduktionen är gjorda efter den 1 april 1999. Endast nytillskottet i produktionen räknas.
- Anläggningar äldre än 10 år som har blivit ombyggda så att huvudkomponenterna har bytts ut efter ovanstående datum, t.ex. ett vindkraftverk med utbytt turbin, generator och växellåda.
- Anläggningar som stängts men åter tagits i bruk efter den 1 april 1999, efter en avställningsperiod på minst fem år.
- Existerande konventionella värmeverk där en utökad produktion erhålls genom användning eller tillsats av biomassa och avfallsbränsle.
- Anläggningar där både konventionella och förnybara bränslen används, begränsat till den del av elproduktionen som är baserad på förnybara bränslen.

Regeringen uppskattar att antalet aktörer som bjuder ut el från förnybara källor på marknaden kan komma att uppgå till ett hundratal.

Producenter av el från förnybara energikällor måste godkännas av den systemansvarige nationella stamnätsoperatören Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, GRTN. Producenterna lämnar in en ansökan med detaljerad information om produktionsteknologi som gör det möjligt för nätoperatören att kontrollera producenten. Certifieringsförfarandet måste godkännas av industriministeriet.

Stödet i form av säljbara certifikat kan endast utfärdas till enskilda producenter under åtta år. Enligt nuvarande planer ska inga ytterligare stöd ges efter denna period.

KVOTEN

Andelen el från förnybara källor som producenter och importörer ska vara förpliktigade att leverera bestäms utifrån en italiensk vitbok om förnybar energi från 1999. Dessutom bestäms andelen utifrån utvecklingen av projekt utifrån stödsystemet med fasta tillförseltariffer för förnybar el, se nedan. Kvoten ska vara 2 procent

av föregående års effektiva elproduktion och import baserad på konventionella energikällor.

EU:s vitbok om förnybara energikällor innehåller målet att el baserad på förnybara energikällor ska stå för 76 TWh år 2010. Detta kan jämföras med de 50 TWh som producerades från förnybara källor år 1999. Installerad effekt ska ökas från 17 100 MW år 1997 till 24 700 MW för perioden 2008–2012.

Eftersom plikten att mata in el från förnybara källor på nätet relateras till den fossilbaserade produktionen året innan, följer kvoten ändringar i produktionen. En ökning av den traditionella elproduktionen leder alltså automatiskt till att produktionen av förnybar el också måste öka.

Kvoten kan komma att höjas bland annat beroende på åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Beslut om ändring av kvoten tas av industriministeriet.

CERTIFIKAT

GRTN utfärdar gröna certifikat till producenter som baserar sin elproduktion på förnybara källor. Antalet certifikat som utfärdas motsvarar föregående års produktion av el från förnybara källor och delas ut 30 dagar efter det att producenten lämnat in en deklaration om hur mycket el från förnybara källor som då producerades. Elproduktionen avrundas till närmaste hundratal kilowattimmar. Certifikaten ställs ut på årsbasis med en storlek om minst 100 MWh.

Det existerar inget direkt lånesystem för certifikat i Italien eftersom de gröna certifikaten utfärdas i relation till föregående års produktion och inte då den aktuella elproduktionen faktiskt sker. I stället kan producenterna, om de förväntar sig att produktionen kommer att öka, ansöka om ytterligare certifikat under innevarande eller nästkommande år. För detta krävs en teknisk presentation och finansiella garantier. Om den aktuella produktionen blir lägre än värdet av de gröna certifikaten ska producenten lämna tillbaka överskottet av certifikat. Om certifikaten redan är sålda ska GRTN hålla inne certifikat från andra anläggningar ägda av samma producent, under innevarande år. Om inga certifikat finns att tillgå ska compensation ske under de nästkommande två åren.

Gröna certifikat kan också utfärdas till anläggningar som ännu inte är i drift. För detta krävs att de har byggnads- och nättillstånd

samt att de kan ge tekniska och ekonomiska garantier motsvarande den förväntade elproduktionen. En teknisk garanti kan innebära att producenten äger andra anläggningar som kan producera motsvarande mängd el från förnybara källor om inte den nya anläggningen tas i drift.

Produktionsanläggningar för el från förnybara källor är berättigade till certifikat varje år under åtta år, varefter detta stöd-system avslutas för den enskilda anläggningen.

Systemansvarige har laglig rätt att inspektera såväl anläggningar i drift som anläggningar som ännu inte startats.

För att kompensera för fluktuationer i produktionen kan systemansvarige utfärda gröna certifikat som inte hänförs till någon faktisk anläggning. Systemansvarige måste kompensera för dessa certifikat inom en treårsperiod, genom att köpa upp och annullera certifikat som hänförs till anläggningar i drift. Priset på dessa certifikat är fastlagt (se nedan) och följer inte marknadspriset på övriga certifikat.

Certifikaten kommer endast att gälla el från förnybara källor. De kommer att ha individuella identifikationsnummer och ge information om producent, produktions-anläggning, storlek och produktionsperiod. Däremot kommer det inte att framgå vilken form av förnybar källa som är upphov till certifikatet.

Kvotpliktiga producenter

Producenter och importörer som enligt lagen är förpliktigade att mata in minst två procent av föregående års fossilbaserade elproduktion på nätet, kan välja att uppfylla plikten på två sätt. Dels genom att själv producera eller importera el från förnybara källor, dels genom att inhandla gröna certifikat i motsvarande mängd från producenter av förnybar el.

Det finns inga krav på leverantörer eller konsumenter att köpa förnybar el. Leverantörerna har vare sig incitament eller krav på sig att särskilja el från förnybara källor. Emellertid kan leverantören sätta någon form av grönt pris på el från förnybara källor om de levererar sådan el.

HANDEL MED CERTIFIKAT

Takpris

GRTN äger själv vissa certifikat. Dessa har utfärdats till anläggningar som redan mottar stöd genom fasta tillförseltariffer enligt ett tidigare stödsystem³², se nedan. Certifikaten tilldelas emellertid ett fast pris istället för att bestämmas av marknaden. Det fasta priset kommer att fungera som ett referens- eller takpris för gröna certifikat och ska baseras på de kostnader som uppstår genom stödet med fasta tillförseltariffer.

Detta referenspris beräknas som skillnaden mellan de genomsnittliga fasta tarifferna som utbetalats och de genomsnittliga intäkterna från försäljningen av motsvarande el. Även de certifikat som inte kan hänföras till någon specifik anläggning, utan som utfärdas för att balansera för t.ex. väderlek, kommer att ges detta pris.

Var sker handeln?

Elen som produceras genom förnybara källor säljs genom elbörsen och har prioriterat tillträde till nätet. Försäljningen av elen och certifikaten sker helt åtskild. Gröna certifikat kan handlas via en marknadsplats som GRTN organiserar eller via bilaterala kontrakt mellan de producenter som måste uppfylla tvåprocentkvoten. Handel förväntas också förekomma genom utomstående aktörer.

Det finns ingen plikt enligt lag för producenterna att meddela någon myndighet att handel ägt rum.

Inlösen av certifikat

Från och med 2003 ska anläggningar som ska uppfylla tvåprocentkvoten lämna in sina innehav av certifikat till GRTN varpå dessa annulleras. Inlösen ska ske den 31 mars varje år.

³² Cip 6/92.

Sanktionsmöjligheter

Om inte de kvotpliktiga klarar sitt åtagande utfärdar reglermyndigheten för el och gas³³ ett meddelande om detta. Producenten eller importören i fråga måste inom 30 dagar köpa in underskottet av certifikat eller använda ett eventuellt överskott av certifikat från föregående år och lämna in dessa till nätmyndigheten. Om detta inte sker ska anläggningens tillträde till elmarknaden och elbörsen begränsas. Reglerna för hur detta ska gå till ses över för närvarande.

Handel med andra länder

Anläggningar som måste klara tvåprocentskravet kan importera el från förnybara källor från andra länder, men den utländska anläggningen måste ha tagits i drift efter den 1 april 1999 och vara lokaliserad i ett land med motsvarande åtgärdsprogram för att främja och stimulera förnybara källor. Åtgärderna i exportlandet ska vara baserade på marknadsinstrument och ställa likvärdiga krav på elproduktionsanläggningar baserade på förnybar energi som ställs i Italien. Import av certifikat får endast göras i samband med motsvarande mängd import av el från förnybara källor.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM OCH ÖVERGÅNG

Det finns inga andra statliga stöd för att främja förnybar elproduktion utöver certifikatsystemet, eller för att främja användning av förnybar el. Däremot är det tillåtet för regionala organ att främja grön elproduktion genom olika stödformer. Från och med 2001 är frågor om stöd till förnybara energikällor, förutom gröna certifikat, delegerade till regionerna. Vissa fondmedel ska skötas av regionerna genom anbudsförfarande.

Vissa teknologier anses inte ha möjlighet att klara konkurrensituationen med stöd av endast gröna certifikat. Det finns då juridiska möjligheter att ge ytterligare finansiella incitament exempelvis ska ett program för solcellsanläggningar för tak påbörjas under 2001, där stöd ges till solcellsanläggningar upp till 20 kW_p. Dessa ska fungera parallellt med det övriga elnätet. Offentliga

³³ L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

och privata anläggningar kan få upp till 75 procent av investeringskostnaderna³⁴.

Stöd genom fasta tillförseltariffer – Cip 6/92

I början av 1990-talet infördes stöd i form av fasta tillförseltariffer för enskilda produktionsteknologier som baseras på förnybar energi. Fram till mitten av 1995 hade omkring 3 800 MW godkänts för stöd. Tillförseltarifferna ska emellertid avvecklas under en bestämd tidsperiod och en övergångslösning till det nya certifikatssystemet har införts. Anläggningar som godkänts för fasta tillförseltariffer och startar efter den 1 april 1999 är berättigade till gröna certifikat, men certifikaten ägs av nätoperatören som säljer dem på marknaden till ett fast pris. Fortfarande är en stor andel av anläggningarna som godkänts, med en kapacitet på drygt 2 000 MW, ännu inte i drift.

KÄLLOR

Minimum Quota Obligation and Tradable Green Certificates: the New Italian Mechanism Incentivating Electricity from Renewables – Luciano Barra, Italian Ministry of Industry

Utdrag ur ellagen: Unofficial Draft translation of Decree as per article 11, section 5, of Legislative Decree no 79/99

NEDERLÄNDERNA

ELMARKNADEN

Nederländernas elmarknad ska enligt ellagen från 1998 vara avreglerad senast 2007. Enligt lagen kan datumet emellertid tidigareläggas. Beslut har tagits att marknaden ska öppnas för medelstora användare från 2002 och att den ska vara helt öppen även för små användare fr.o.m. 2004. Regeringen diskuterar att tidigarelägga startdatumet för små användare ytterligare ett år.

³⁴ Enligt ENDS Environment Daily har fondmedel om 1 miljard Euro under åtta år öronmärkts för utveckling av solceller genom detta program.

Marknaden för el från förnybara energikällor kommer att öppnas i två steg och tidigare än den övriga marknaden. Från den 1 april 2001 kan mindre användare av el från förnybara källor, såsom små och medelstora företag samt hushåll³⁵, byta leverantör. Från den 1 juli 2001 kan de ingå kontrakt och påbörja leveranser med en ny licensierad leverantör och från 2002 kan kunderna även få leveranser från icke-licensierade leverantörer.

Från den 1 januari 2002 ska marknaden för förnybar el alltså vara helt öppen. Detta innebär att alla leverantörer av förnybar el kommer att bli ansvariga för både den fysiska elleveransen och att inhandla en tillräcklig mängd gröna certifikat som bevisar att de köpt motsvarande mängd el från förnybara källor. Ansvaret gäller emellertid bara om leverantören är med i det frivilliga certifikat-systemet.

Från samma datum kommer den gamla lagen upphöra som förbinder licensierade leverantörer att leverera el till icke-berättigade kunder³⁶ när det gäller el från förnybara energikällor.

Under år 2001 kommer regeringen också att ta beslut om huruvida ett småskaligt licenssystem ska införas fr.o.m. 2002. En anledning är att det anses nödvändigt för att garantera ett säkert skydd för konsumenter som köper el från förnybara källor.

Det nederländska certifikatsystemet är baserat på ellagen från 1998. En grund läggs här för en sekundär lagstiftning där det finns beskrivet hur mängden grön el som tillförs nätet ska mätas och hur det ska verifieras att el kommer från förnybara källor. Även lagstiftningen om miljöskatt berörs.

Den gröna elen har inte prioriterat tillträde till nätet. Däremot finns ett garanterat tillträde till nätet i så måtto att elleverantören måste acceptera erbjudande om elleverans från en mindre produktionsanläggning av grön el. Denna garanti försvinner från 2002.

Nederländernas totala elproduktion var 90,9 TWh år 1998. Samma år kom 3,9 TWh eller 4,2 procent av elen från förnybara källor. Dessutom producerades 3120 GWh el baserad på biobränsle, vilket framför allt bestod av avfall, 640 GWh vindkraft och 106

³⁵ Stora energianvändare har kunnat agera på en fri marknad sedan 1998, även för fossilbaserad el. Hela den fossilbaserade elmarknaden ska liberaliseras i två steg: fr.o.m. 2002 ska medelstora användare (framför allt små och medelstora företag) fritt kunna välja leverantör och fr.o.m. 2002 eller 2003 ska detta gälla även små användare.

³⁶ En icke-berättigad kund är inte fri att själv välja leverantör utan får elleveranser via en licensierad leverantör som har rätt att leverera el till denna kundkategori inom ett visst geografiskt område. En icke-berättigad kund har garanterade leveranser av el och ett fastlagt elpris.

GWh vattenkraft. Utöver detta består den förnybara kapaciteten av 10 megawattpeak (MWp) i solceller som är nätanslutet och ungefär 1 MWp som inte är anslutet till något nät.

STÖDSYSTEMET

Det nederländska systemet med gröna certifikat är frivilligt och sammankopplat med skattesystemets undantag från elskatt för el baserad på förnybara energikällor. Efter den 1 juli 2001 kommer elleverantörerna att få skatteundantag för el från förnybara källor endast om de kan uppvisa motsvarande mängd gröna certifikat.

Kraftslag som omfattas av systemet med gröna certifikat

De kraftslag som är berättigade till stöd är vattenkraft upp till 15 MW, vindkraft och sol samt biomassa som används utan tillskott av andra bränslen eller syntetiska material. Definitionen på biomassa är ännu inte klar. Någon åldersgräns för produktionsanläggningar finns inte.

Det finns ingen direkt certifiering av produktionsanläggningar i Nederländerna. Den systemansvarige stamnätsoperatören, TenneT, ska ställa upp kriterier för produktionsanläggningarna men det huvudsakliga ansvaret ligger på producenterna själva.

Kontroll av att producenterna verkligen genererar el som baseras på förnybara källor görs t.ex. genom platsbesök och kontroll av bokföring m.m.

Den lokala nätoperatören måste mäta elproduktionen från de medverkande producenterna och producenten måste vid varje tillfälle deklarerat hur mycket av elproduktionen som baserats på just förnybara källor. Producentens uppgifter om hur mycket grön el som producerats måste kunna bevisas genom dess administration som i sin tur kan bli föremål för inspektion. Den lokala nätoperatörens registrering av produktionen och skattemyndighetens tillvägagångssätt för kontroll är också utarbetade för att överensstämma.

KVOTEN

Eftersom systemet i Nederländerna är frivilligt finns ingen kvot eller kvotplikt. Målsättning är att 5 procent av eltillförseln ska baseras på förnybara energikällor år 2010 och 10 procent år 2020. Om det visar sig att det frivilliga certifikatsystemet inte bidrar till att tillräcklig kapacitet från förnybara källor installeras ska finansministeriet vidta ytterligare åtgärder.

Nederländerna har satt upp ett mål för att öka andelen el producerad av solceller till 250 MW_p år 2007 och 1 450 MW_p år 2020. Målet för 2007 utgör en del av en överenskommelse med marknadsparterna som ännu inte är undertecknad och där parterna anser att regeringens anslag bör höjas för att målet ska kunna uppnås.

CERTIFIKAT

De lokala nätoperatörerna är ansvariga för att mäta hur mycket el baserad på förnybara källor som producenterna tillför nätet. Denna information vidarebefordras till TenneT, som i sin tur ansvarar för ett elektroniskt system för certifikat och bokför leveranser av grön el på öppnade certifikatkonton för respektive producent. När kontot uppnått en kredit av exempelvis 1 MWh utfärdar TenneT ett certifikat på kontot.

Minimistorleken på ett certifikat är 1 MWh, medan den maximala storleken beror på producentens kapacitet. Producenterna kan själva välja storlek. Stora elproducenter kan exempelvis välja större certifikat än enskilda producenter av vindkraft. Certifikaten kan också delas upp, så länge de inte blir mindre än 1 MWh.

Ett certifikat har en livslängd på ett år. Under denna tid kan det säljas, köpas och återlämnas till skattemyndigheten men inte sparas under längre tid. Certifikaten upphör att gälla automatiskt ett år efter att de utfärdats eller när leverantören, innan dess, överför certifikaten till skattemyndighetens konto.

Certifikaten numreras och kan därigenom sparas tillbaka till sitt ursprung. Varje certifikat kodas så att det kan utläsas hur elen har producerats. Det individuella numret och koden följer registreringen av certifikaten så att det kan utläsas vilken väg certifikatet följt fram till skattemyndigheten som är dess slutstation.

Producentens perspektiv

Producenten har två varor att sälja oberoende av varandra, den gröna elen och certifikaten. Leveransen av den förnybara elen kommer att anta samma pris som priset för traditionell el, medan priset för certifikatet kommer att sättas av certifikatmarknaden.

Producenten måste öppna ett konto hos TenneT där certifikaten kan registreras. Dessutom ska producenten begära en grundläggande mätning av producerad el från förnybara källor hos den lokala nätoperatören, varefter räkneverket nollställs. Sedan sker mätningen periodvis.

Elleverantörens perspektiv

Elleverantörerna har flera motiv till att sälja el från förnybara källor. Miljöargument kan användas för att marknadsföra företaget och bidra till att öka konkurrenskraften i förhållande till andra leverantörer.

I Nederländerna betalar slutanvändarna skatt på användningen av fossilbaserad el med 12,2 cts/kWh (48 öre/kWh) år 2001. Elleverantörerna är skyldiga att betala in skatten för elleveranserna till skattemyndigheterna och överför kostnaden på kunderna.

Elskatt utgår inte för el från förnybara källor. För att slippa betala skatt för den levererade gröna elen fr.o.m. juli 2001, måste leverantören köpa och lämna in gröna certifikat i motsvarande mängd till skattemyndigheten, varvid certifikaten annulleras. Inlämnandet sker genom att leverantören överför ett antal certifikat från sitt eget konto till skattemyndighetens.

Slutanvändarnas perspektiv

Slutanvändarna efterfrågar grön el eftersom slutpriset inte belastas med elskatt samt därför att de genom att välja grön el fritt kan välja elleverantör. De behöver då inte vara knutna till en licensierad leverantör. De kan välja att köpa 100 procent el från förnybara källor, vilket kan ske genom en ny licensierad leverantör från juli 2001 eller en ny icke-licensierad leverantör fr.o.m. 2002.

Slutanvändaren lider ingen risk att bli utan elleveranser. Enligt ellagen från 1998 har konsumenten fortfarande rätt att när som helst återgå till sin tidigare licensierade leverantör, exempelvis om

producenten av grön el går i konkurs eller bryter kontraktet. Denna garanti gäller fram till den 1 januari 2002.

HANDEL MED CERTIFIKAT

Det finns inga bestämmelser om minimi- eller maximipriser i Nederländerna. Däremot sätter skattelättnaden för el från förnybara källor en form av referenspris för leverantörerna.

TenneT ansvarar för den bilaterala handelsplatsen med certifikat där förutom producenterna också leverantörer och utomstående aktörer kan öppna konton samt köpa och sälja certifikat. Handeln sker bilateralt och en producent som säljer ett certifikat för över certifikatet från sitt eget konto till köparens konto. Systemet påminner om banktjänster via telefon: alla aktörer med konton har direkt tillträde till systemet och kan genomföra transaktioner från sina egna konton till kontot hos den som vill köpa ett certifikat. Överföringen registreras i systemet. Endast certifikat kan överföras genom systemet. De finansiella transaktionerna sker utanför handelsplatsen för certifikat.

Aktörer som själva inte producerar eller distribuerar el är välkomna att medverka i handeln och kan köpa certifikat från producenter, leverantörer eller andra mäklare och sälja dem vidare till någon som är i behov av certifikat. "Certifikatbanken" registrerar överföringen. Staten kommer inte att ta initiativ till att öppna en eventuell börs utan detta överläts åt marknaden.

Kontroll av systemet

Flera aktörer är inbegripna i kontrollen av systemet.

TenneT kontrollerar handelssystemet. Endast producenter som producerar grön el kan öppna ett konto. Övervakning kan ske genom platsbesök eller kontroller av bokföringen.

Skattemyndigheten övervakar att inga skattebedrägerier sker genom att kontrollera att elleverantören verkligen sålt grön el till slutanvändarna och genom att kontrollera att antalet certifikat överensstämmer med försäljningen av grön el.

Den lokala nätoperatören mäter kvantiteten grön el som tillförs nätet. Producenten måste meddela vid mätningen hur mycket el som kommer från förnybara källor. För biomassa varierar det hur

mycket som räknas som grön el. Mängden grön el som angetts måste kunna verifieras av producentens administration, som i sin tur kan bli föremål för inspektion.

Om reglerna brutits kan aktören bli utestängd från systemet eller bli åtalad för skattebedrägeri. En annan möjlighet är att dra tillbaka leverantörernas licenser. Detaljerna för detta är ännu inte klara.

Transaktionskostnader

Några beräkningar kring de totala transaktionskostnaderna för certifikatsystemet finns ännu inte att tillgå. Men det är beslutat att kostnaderna för administration av certifikatsystemet ska läggas på de inblandade parterna. Exempelvis kommer mätningkostnaderna att faktureras de individuella producenter som levererar el från förnybara källor till nätet. Kostnaderna för TenneT att registrera handeln etc. ska delas mellan användarna av systemet. Leverantörerna har själva beslutat att kostnaderna för att byta leverantör ska hänföras till de nya leverantörerna. En avgift på 50 NLG (196 SEK) per leverantörsbyte kommer att tas ut.

Import och export av certifikat

Systemet med gröna certifikat kommer att vara ett nationellt system. Men el som producerats från förnybara källor i ett annat land är också berättigad till nederländska gröna certifikat och det är möjligt för utländska producenter av grön el att, fr.o.m. 2002, öppna ett nederländskt konto för certifikat. Importen av såväl el som certifikat kommer emellertid att vara föremål för vissa restriktioner. Importen ska följa den nederländska ellagstiftningen samt lagen om miljöbeskattning. Det ska också kunna visas att elen inte redan har sålts i producentlandet såsom el från förnybara källor och att den faktiskt importerats. Vissa uppgifter ska lämnas från producentens sida. Dessa innebär:

- Uppgifter från en officiell nätoperatör som intygar att elen har producerats på ett sätt som följer den nederländska definitionen på el från förnybara källor i ellagen.
- Uppgifter från samma nätoperatör som visar hur mycket el från förnybara källor som matats in på nätet.

- En försäkran från importören att den el, för vilken gröna certifikat ska utfärdas, inte har sålts till någon annan part som el från förnybara källor.
- En försäkran som visar att elen i fråga inte har mottagit någon subvention eller fiskal förmån.

Dessutom måste importören också ha mottagit en importkvot som använts för import av den mängd el som det begärs certifikat för. Detta innebär att importören måste bevisa att han köpt utrymme på elnätet för att kunna transportera en viss mängd el över gränsen. Därmed ska importören styrka att elen rent fysiskt har transporterats till Nederländerna och inte bara är en transaktion på papperet. Genom detta förfarande vill man minska risken för att skattefördelarna med systemet utnyttjas på ett otillåtet sätt.

Om dessa förutsättningar är tillgodosedda kommer importörens konto att tilldelas certifikat, vilka sedan kan säljas eller användas som bevis för att få skatteundantag för motsvarande mängd levererad el från förnybara källor.

Förutsättningarna måste också granskas utifrån EG-rättsliga regler. Under 2001 kommer den nederländska regeringen också att utföra fler analyser av de internationella aspekterna av gröna certifikat och ändringar kan bli aktuella.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM OCH ÖVERGÅNG

Elleverantörerna betalar skatt för leveranserna av traditionellt producerad el, på 12,2 cts/kWh (48 öre). Men istället för att betala hela summan till skattemyndigheten kan leverantören välja att överföra en del av skatteinbetalningen till en producent av grön el. Leverantören får maximalt betala en sådan producent 4,2 cts/kWh (16,5 öre/kWh) för den mängd grön el som levereras. Detta förfaringsätt kommer att fortsätta även under certifikatsystemet.

Förutom skatteavdragen för el från förnybara källor finns även en obligatorisk tillförseltariff på 7,2 cts/kWh (28,3 öre/kWh) som betalas av leverantörerna för varje producerad kilowattimme som tillförs nätet. Denna kommer att finnas kvar då certifikatsystemet införs, men regeringen diskuterar om den ska dras in, samt hur tariffen ska behandlas i samband med import av grön el.

Det kommer i princip inte att tillåtas att projekt mottar stöd från både certifikatsystemet och andra stödsystem samtidigt och att de

på så sätt får dubbelt stöd. Projekt som fått eller kommer att få stöd genom den nederländska miljöaktionsplanen för inhemska energidistributionsföretag, MAP, kommer inte samtidigt att få tillgång till certifikatsystemet. Tilldelade medel från MAP kommer således att återkallas om producenten samtidigt tilldelas certifikat för el baserad på förnybara källor. Detta gäller emellertid inte stöd genom så kallade gröna investeringar. EIA³⁷ och VAMIL³⁸, se nedan, är generella skatteåtgärder som får användas samtidigt med medverkan i certifikatsystemet.

Genom en grön investeringsfond kan banker utfärda lån för finansiering av miljöanpassade projekt, däribland elproduktion baserad på förnybara källor, till lägre ränta än standardlånen (1–3 procent lägre). Incitament till sparande i fonden ges genom att räntor och återbäring från investeringar i fonden är undantagna från inkomstskatt för privatpersoner och företag. För närvarande har samtliga nederländska banker någon form av gröna investeringsfonder.

Påskyndande avskrivningstakt för miljöinvesteringar, VAMIL, ger beskattningsfördelar till företag som investerar i miljöanpassade produktionssätt. Produktionstillgångar som är av intresse för miljön och för en effektiv användning av energi (till detta räknas el från förnybara källor), kan skrivas av på det sätt som bäst passar företaget vid dess företagsbeskattning. Detta är till gagn för företagets ränte- och likviditetssituation. Stödet har funnits sedan början av 1990-talet. Över 100 produktionstillgångar som kvalificerar för stödet finns med på en lista som uppdateras årligen. De flesta av dessa teknologier kan även få stöd i form av skattelättnad (se nedan) och därigenom få en dubbel fördel. Tillsammans ger VAMIL och EIA en subvention på mellan 25–30 procent av investeringskostnaden.

Skattelättnader för energiinvesteringar, EIA, ska främja företags investeringar i energieffektiviseringsåtgärder inom produktion och förnybara energikällor och gäller också investeringar i elproduktionsteknologi baserad på förnybara källor. Genom EIA ges möjlighet till extra avdrag om 55 procent från företagets vinst vid företags- och inkomstbeskattning. Stödsystemet påbörjades i mitten av 1990-talet. Nettosubventionen av detta stödsystem beräknas till ca. 20 procent.

³⁷ Energie Investierungsaf trek

³⁸ Vervroegde Afschrijving Milieu-Investering Regeling

Stöd till icke vinstdrivande verksamhet

Många företag och verksamheter kan inte nyttja stöden som finns genom skattelättnaderna eftersom de inte är drivs av vinstsyfte. Till dessa verksamheter ges därför stöd till investeringar i vindkraft. Stödet utgår med mellan 14,5 och 18,5 procent av investeringskostnaden. De högsta procentuella stöden ges till vindkraftsanläggningar med de lägsta kostnaderna. Stödet minskas stegvis i takt med investeringskostnadernas höjd.

Stöd till solceller

Investeringar i solcellsanläggningar för hushåll subventioneras med 7,5 NLG/Wp (29,50 kr/Wp) vilket motsvarar ungefär 50 procent av investeringskostnaden.

Stöd till koldioxidreducerande verksamheter

Sedan andra hälften av 1990-talet finns stöd till koldioxidreducerande verksamheter, däribland till elproduktion som baseras på förnybara källor. Ett stöd om maximalt 45 procent av investeringskostnaden ges till verksamheter som genom ett anbudsförfarande rankas efter sin kostnadseffektivitet. Ett uppställt krav är att teknologin maximalt får kosta mellan 20 och 30 NLG per reducerat ton koldioxid (78–118 kr/reducerat ton koldioxid). Endast ett mycket begränsat antal projekt kan erhålla denna form av stöd, exempelvis stora vindkraftparker belägna långt från anslutningspunkter till elnätet.

Förnybar energi i Nederländerna

Detta stödprogram är inriktat på demonstrationsprojekt, forskning och utveckling och marknadsintroduktion av förnybar energi. Projekten väljs ut genom ett budsystem där ett av de uppställda kriterierna är kostnadseffektivitet. Programmet har en budget på ca. 60 miljoner NLG per år (drygt 235 miljoner kr).

Övergång till avreglerad marknad

Kravet på licensierade leverantörer att acceptera erbjudande av köp av el från icke-berättigade kunder som samtidigt producerar el³⁹, kommer att upphöra i januari 2002 då det gäller el från förnybara källor. Samtidigt försvinner kravet på de licensierade leverantörerna att kunna leverera el till kunder som valt en annan leverantörs tjänster för leverans av el från förnybara källor.

År 2002 kan även andra leverantörer än de licensierade börja leverera el från förnybara källor till kunder. Men de kan redan från april 2001 öppna ett konto hos TenneT och därefter söka kunder. Från 2002 blir de nya leverantörerna också ansvariga för leveranserna till sina kunder samt skyldiga att betala elskatt.

Vad säger EU-kommissionen?

Den nederländska regeringen förutsätter att certifikatsystemet som införs inte behöver något godkännande av EU-kommissionen. Emellertid anser regeringen att denna situation kan komma att ändras om exempelvis systemet blir obligatoriskt och certifiering av produktionsteknologierna införs.

EU-kommissionen å sin sida ser för närvarande över de nederländska reglerna för skattebefrielse för el från förnybara källor, för att avgöra om det kan utgöra en form av statsstöd. Kommissionens undersökning gäller inte certifikatsystemet, utan skattebefrielsen generellt.”

KÄLLOR

Development of green energy market in the Netherlands and the contribution of bioenergy, K.W.Kwant, Ir., C.van Leenders, Dr, NOVEM, Netherlands agency for Energy and the Environment: http://www.ens.dk/Energireform/Gront_notater/NL_green_market.pdf –

A system of green certificates - final report, Project number 2663, KPMG Economic Research and Policy Consulting, Hoofddorp,

³⁹ exempelvis ett lantbruk med en vindkraftanläggning

October 1999, Commissioned by Ministry for Economic Affairs, Directorate-General for Energy – Electricity Department,

Brev från finansministern till parlamentet den 8 mars 2001 angående framstegen för en liberalisering av elmarknaden för el baserad på förnybara energikällor.

<http://www.ez.nl/upload/docs/kamerbrieven/pdf-documenten/01013453-vtk.pdf>

<http://www.ez.nl/upload/docs/kamerbrieven/pdf-documenten/01013453-vtk.pdf>

NORGE

ELMARKNADEN

Den norska elmarknaden avreglerades redan 1991 genom en omläggning av ellagstiftningen. Denna öppnade för att såväl näringslivet som hushåll fritt kan välja elleverantör.

Alla elproduktionsanläggningar oavsett teknologi har samma tillträde till nätet i Norge, men anläggningar under 1 MW har en lägre anslutningsavgift.

I Norge finns idag inga konkreta planer på att införa något stödssystem till el från förnybara källor som bygger på någon form av gröna certifikat eller kvoter. Men Stortinget har uppdragit åt regeringen att utreda möjligheterna att införa en certifikatmarknad för både el- och värmeproduktion baserat på förnybara källor.

Stortinget tog i mars 2001 beslut om en omorganisation av administrationen för stöd från förnybara energikällor, vilken ska behandlas nedan.

Norges elproduktion består nästan uteslutande av vattenkraft. År 1998 uppgick Norges totala elproduktion till närmare 117 TWh varav 116 TWh var vattenkraft. Under år 1998 svarade de sammanlagda förnybara energikällorna för 99,6 procent av den totala elproduktionen år 1998. Sedan 1995 har Norge också använt biomassa till elproduktion och år 1998 producerades 296 GWh el från biomassa. Dessutom finns sedan 1993 en mindre produktion av vindkraft och år 1998 uppgick den till 7 GWh.

MÅLSÄTTNING

Stortinget har satt upp mål för att uppnå följande.

- Begränsa energianvändningen väsentligt mer än vid en fortsatt utveckling av dagens förhållanden.
- Före år 2010 använda 4 TWh mer vattenburen värme årligen som ska vara baserad på förnybara energikällor, värmepumpar och spillvärme. Den nuvarande användningen av vattenburen värme från dessa källor är mycket begränsad. Att kvantifiera denna målsättning är en nyhet inom norsk energipolitik. Åtgärden syftar till att minska användningen av direktelvärme.
- Före år 2010 ska vindkraft producera 3 TWh per år.

DAGENS ORGANISATION OCH STÖD:

Stöd till förnybara energikällor sker idag huvudsakligen på två sätt: dels statliga investeringsstöd administrerade av Norges Vassdrag- och energidirektorat, NVE, och dels informations och energi- och elsparverksamhet ("enök") som åligger eldistributörerna.

För närvarande beviljar den norska staten genom NVE anslag om sammanlagt 300 miljoner NOK till dessa stöd. Investeringsstöd ges till bioenergi, vindkraft och spillvärmeanvändning, oberoende av teknologi. NVE samlar in ansökningar på årsbasis och väljer ut projekt som beviljas stöd utifrån antal producerade kWh per stöd-krona.

I Norge ges även investeringsbidrag till vindkraft. Investeringsbidraget får uppgå till högst 25 procent av godkänd investeringskostnad, som är maximerad till 8 000 NOK/kW. Anläggningen måste ha en effekt större än 500 kW och ingå i en anläggning med en samlad effekt större än 1 500 kW. Förutom investeringsstödet är vindkraften, tillsammans med bland annat småskalig vattenkraft (mini- och mikrokraftverk) befriad från investeringsavgift, som beräknas vara 7 procent av investeringsbeloppet. Dessutom gäller för vindkraftproducenter att de mottar ett driftstöd som motsvarar 50 procent av skatten på el, dvs. 5,65 N öre per kWh för år 2001. För detta produktionsstöd gäller samma storlekskriterier som för investeringsstödet. Produktionsstödet beräknades uppgå till 1,5 milj. NOK 1999.

Elleverantörerna är enligt lag skyldiga att utöva "enök", dvs. i praktiken energibesparingsåtgärder åt sina kunder. Lagen är

formulerad så att det ställs krav på energiföretagen att ge information och vägledning till sina slutkunder angående energi-effektivisering och minskad användning av energi och el.

Elleverantörerna har i och med lagen gått samman i regionala "enök-sällskap". Det finns nu 20 sällskap, ett i varje fylke. Runt 70 procent av energiföretagen medverkar i ett regionalt sällskap som utför plikten, medan resten står utanför och själva bedriver sin information och vägledning.

För att finansiera "enök-verksamheten" får energiföretagen möjlighet att ta ut 0,3 öre/kWh via nättariffen. Sammanlagt uppgår intäkterna till 200 miljoner NOK.

Problem med organisationen

Upplägget med investeringsstöd och "enök-verksamhet" betraktas som en splittrad och resurskrävande verksamhet. De många aktörerna, distributionsföretag, regionala centra och NVE, har olika och delvis motstridiga roller. Å ena sidan ska de informera om energibesparande åtgärder i syfte att minska energianvändningen. Å andra sidan innebär strukturen på tarifferna att ju större mängder el som levereras desto högre blir företagets intäkter.

Det är svårt att mäta resultatet av informationsinsatserna och den årliga rapporteringen som distributionsföretagen är ålagda att sända till NVE är ofta bristfällig.

NY ORGANISATION

För att komma till rätta med problemen ska dagens administration ersättas av en ny institution, ett helägt statligt företag vid namn Enova. Det nya organet ska överta det arbete och ansvar som idag delas mellan NVE och distributionsföretagen. Enova ska också stå för den operativa förvaltningen av en energifond. Enova ska kunna arbeta närmre marknaderna och själv kunna välja åtgärder och samarbetspartners.

Via olje- och energidepartementet kommer staten att ha det överordnande ansvaret för förvaltningen av energifonden. Ansvaret ska begränsas till att sätta konkreta resultatmål för verksamheten mot bakgrund av de långsiktiga energipolitiska målen och därefter följa upp resultaten.

Enova å sin sida ska finna praktiska lösningar och förvalta fondmedlen så att målen uppnås. Enova ska undvika att själv bli en utövande institution utan ska fungera som en katalysator och ge uppdrag till och nyttja aktörer på marknaden med kompetens inom olika fackområden för att utföra konkreta uppgifter.

Eftersom marknaden för konsulttjänster inom energibesparingsområdet och leverantörer av energibesparande teknologi upplevs som förhållandevis liten i Norge, är en av avsikterna med Enova att stimulera den kompetens som finns. Enova ska verka för att öka konkurrensen i dessa företagsgrupper genom att begära in anbud för tjänsterna hos olika företagare istället för att lägga ut uppdrag på fasta operatörer. Vikten ska läggas vid att ge rättvisande incitament i alla led.

Fondmedlen ska gå till åtgärder som riktas mot både produktion och användning vilka stimulerar en långsiktig omläggning av energisektorn. Konkret ska medlen användas till köp av tjänster, utbetalning av stöd och finansiering av andra åtgärder för att nå de uppsatta målen för vindkraft, miljöanpassad värmetillgång och minskning av energianvändningen. Dessutom ska en del av medlen gå till ökning av användningen av naturgas. Däremot ska fondmedel inte användas till stöd för naturgasbaserad elproduktion. Generell information och utbildningsverksamhet ska också finansieras via fonden.

Enova ska ha frihet att själv ta initiativ men ska också vara öppen för att ta tillvara kunskapen om energibesparingsmöjligheter på marknaden. Institutionen ska förvalta eventuella särskilda stöd som knyts till konkreta projekt som eventuellt beslutas av Stortinget. Medel till projekten ska anslås utöver den nya institutionens budgetramar.

Regeringen vill genom Enova nå mer kostnadseffektiva lösningar. Den nya finansieringsmodellen ska dessutom ge stabilare finansiella ramar som lägger grund för de långsiktiga satsningarna.

Enova har en styrelse som i möjligaste mån ska vara oberoende av egenintressen när det gäller institutionens arbete. Regeringen har önskat undvika en styrelse baserad på representanter från olika branscher. En styrelse har tillsatts bestående av fem externa medarbetare.

NVEs nuvarande resurser för bland annat investeringsstöd på 300 miljoner kronor årligen samt elleverantörernas uttag av sammanlagt 200 miljoner kronor via nättariffen ska fortsättningsvis gå in i den nya institutionens fond.

Regeringen anser att det bör finnas tydliga gränser mellan NVE och den nya institutionen och att överlappande verksamhet ska begränsas. NVE ska fortsättningsvis handha koncessioner och ha ansvar över monopolkontroll och övergripande energiplanering samt förvalta överordnande styrmedel för t.ex. elproduktionen. Generellt ska NVE i sina uppgifter som myndighet lägga vikt vid att värdera alternativ till el när det gäller produktion, överföring och användning av energi.

Enova ska förläggas till Trondheim och ha 20-30 anställda. Den nya organisationen kommer att etableras under sommaren och till den 1 januari 2002 ska det nya företaget ha övertagit det fulla ansvaret från NVE och energiföretagen.

KÄLLOR

Ot,prp,nr 35 2000–2001, Om lov om endringer i lov 29. Juni 1990 nr 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (energilova), Tillråding frå Olje- og energidepartementet av 21. Desember 2000.

<http://www.dep.no/oed/norsk/publ/otprp/026001-050002/indexdok000-b-n-a.html>

SPANIEN

ELMARKNADEN

Den spanska elmarknaden omorganiserades i grunden genom en ny ellag från 1997⁴⁰ som syftar till att gradvis öppna elmarknaden för konkurrens. Regeringen beslutade under 1998 och 1999 att ytterligare påskynda avregleringsprocessen. Tröskelvärdet för berättigade kunder sänktes och från sommaren 2000 är alla högvoltskunder⁴¹ berättigade, vilka representerar 61 200 kunder eller 54 procent av marknaden. År 2007 eller tidigare ska alla kunder vara berättigade att själva välja leverantör.

För att uppnå mål inom områdena miljö, energieffektivisering och minskad energianvändning vid sidan om målet att nå en ökad konkurrens på elmarknaden, särskiljer den nya ellagen på två

⁴⁰ Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

⁴¹ Högvoltskunder definieras som användare som ges leveranser genom nominell spänning över 1000 volt.

system för elproduktion. Det generella systemet är pool-baserat (en börs) och obligatoriskt för alla producenter med en kapacitet över 50 MW, t.ex. traditionell värmekraft och kärnkraftsproduktion. Producenterna är förpliktade att sälja el genom poolen, förutom de mängder de säljer genom bilaterala kontrakt.

Det speciella systemet omfattar småskalig produktion (kapacitet på 50MW eller mindre), egenproduktion av kraftvärme o.d. samt förnybar el. Dessa anläggningar har rätt till särbehandling utifrån sina särskilda villkor, men det får inte ske på ett sådant sätt att vissa av dem diskrimineras eller får privilegier.

En förordning från 1998 ställer upp regler för producenter under det speciella systemet⁴². Grundläggande för 1997 års lag är att ingen diskriminering som kan vara hämmande för en fri konkurrens får förekomma. Genom lagen infördes ett system för temporära incitament för de anläggningar som behöver dem för att positionera sig på en konkurrensutsatt marknad. För anläggningar som baserar elproduktionen på förnybara källor eller avfall har incitamenten ingen tidsbegränsning.

Elproduktionen i Spanien baseras på traditionell värmekraft till 44,6 procent och kärnkraft till 37 procent. El från förnybara källor står för 20 procent av elproduktionen. Av dessa står vattenkraften för den avgörande mängden och för sammanlagt 18 procent av den totala elproduktionen.

Vindkraftsproduktionen startade i Spanien under sent 1980-tal och hade nått drygt 700 GWh år 1997. Under år 1998 ökade kapaciteten kraftigt och den producerade mängden el tredubblades. Spanien är för närvarande EU:s tredje största vindkraftsproducent efter Tyskland och Danmark.

Spaniens användning av biomassa till elproduktion har ökat från 570 GWh år 1985 till drygt 1 640 GWh år 1998. Under slutet av 1980-talet och in på 1990-talet sjönk emellertid användningen rejält för att sedan kontinuerligt stiga.

⁴² Royal decree 2818/1998, December 23rd, on the generation of electricity by facilities supplied by renewable energy sources, waste and cogeneration. Denna förordning utvecklar ellagen från 1997 med ändringar genom Lag 66/1997, December 30, om beskattning, administrativa och sociala åtgärder.

STÖDSYSTEMET

Stödsystemet i Spanien utgörs av ett fastprissystem för tillförsel av el från förnybara källor.

Berättigade produktionsteknologier

Stödsystemet ska främja förnybar energi för att Spanien ska nå det fastlagda målet om att förnybar energi ska svara för 12 procent av energianvändningen år 2010.

Det speciella systemet gäller kraftanläggningar med en installerad kapacitet upp till 50 MW och som karaktäriseras av följande:

- Egenproducenter som använder kraftvärme eller andra former av värmekraftproduktion som associeras med icke-elektriska aktiviteter. Anläggningarna ska klara vissa uppställda krav.
- Olika former av kraftanläggningar som använder avfall som sin primära energikälla.
- Kraftanläggningar som baseras på förnybara energikällor. Det gäller anläggningar som använder alla former av förnybar energi som inte är förbrukningsbar, biomassa eller alla former av bio-bränsle som klassificeras som primärenergi. Där ingår solenergi, vindkraft, geotermisk-, våg- och tidvattenenergi och vattenkraft upp till 50 MW. Dessutom ingår kraftanläggningar som använder biomassa⁴³ som huvudsakligt bränsle⁴⁴. Till biomassa räknas gödsel, slam från vattenreningsanläggningar, jordbruksavfall, skogsavfall, biobränsle och biogas. Även anläggningar som använder biomassa i kombination med konventionella bränslen ingår under förutsättning att de inte överstiger 50 procent av primärenergin mätt som nettokalorivärde. Elen som genereras genom de konventionella bränslena ska endast tillföras marknadspriset, dvs. inte få något extra stöd.

⁴³ Grödor som kan skördas efter högst ett år och som kan användas för att producera energi direkt eller via omvandlingsprocesser.

⁴⁴ Huvudsakligt bränsle innebär alla bränslen som står för minst 90 procent av den primära använda energin, mätt som nettokalorivärde.

Certifiering av producenter

Ansvaret för all administration kring byggnation, drift, större förändringar och stängning av anläggningar under det speciella systemet ligger på myndigheter under de autonoma regionerna. Dessa certifierar anläggningarna för att de ska kunna ta del av de fastlagda stödpriserna. När inte de autonoma regionerna kan ges ansvar för administrationen är det Energidirektoratet under Industri- och energidepartementet som är ansvarig.

Anläggningar som önskar delta i det speciella systemet måste ansöka om detta hos den ansvariga myndigheten. De huvudsakliga tekniska och driftsmässiga specifikationerna måste ingå i en ansökan, liksom en kvantifierad utvärdering om mängden el som ska matas in på nätet.

Övervakning och kontroll

För att det speciella systemet ska kunna övervakas och kontrolleras införs register på både nationell och regional nivå. Kontroll ska ske av mängden energi som tillförs nätet och vilken primär energikälla som använts.

Kontrakt mellan producenter och distributörer

De distributörer som ligger närmast elproducenten är skyldiga att köpa den förnybara elen.

Ett standardkontrakt ska ställas upp mellan producenten av el från förnybara källor och distributören av elen. Kontraktet ska gälla minst fem år och reglera tekniska och ekonomiska förhållanden.

Producentens rättigheter

Producenten har rätt att ansluta sig till distributörens system eller till ett parallellt system. Dessutom har producenter av el från förnybara källor rätt att leverera all producerad el genom nätet, så länge det är tekniskt möjligt. För leveransen ska de få marknadspriset på el plus ett tillägg, se nedan. Producenten har också rätt att få önskad mängd el så att dess aktiviteter ska kunna fullföljas. För detta betalar producenten den normala tariffen. Producenten ska

också ha tillgång till elbörsens budgivningssystem, men kan också välja att ingå bilaterala avtal med sina kunder. Oavsett vilket försäljningssystem som väljs ska det ske på årsbasis och ska redovisas i förhand till den ansvariga myndigheten i de autonoma regionerna.

Producenterna av el från förnybara källor har rätt att mata in el så länge den sammanlagda mängden i landet inte överstiger 12 procent av den totala elanvändningen.⁴⁵

Prissättning av el från förnybara källor

Ägare av anläggningar vars kapacitet är lika med eller understiger 50 MW och som blivit godkända för det speciella systemet är *inte* förpliktigade att sälja sin elproduktion till börsen. Däremot har de denna möjlighet om de önskar. För elleveransen ska producenterna motta det genomsnittliga timpriset för el som säljs via poolen, med tillägg av en premie av ett visst värde.

Ersättningen till producenten under det speciella systemet blir:

$$R = P_m + P_r + /- ER$$

Där

R = ersättningen i pesetas/kWh

P_m = marknadspriset enligt definition i lag 2818/1998 och som specificeras nedan

P_r = premie enligt nedan angivna regler.

ER = tillägg för reaktiv energi vilket ska läggas till summan P_m och P_r. Det ska vara det generella tillägget som ges enligt lagen om tariffer, med skillnaden att om kapacitetsfaktorn för kraften som tillägnas distributören är högre än 0,9 ska tillägget bestå av en betalning för producenten och om det är mindre ska det bestå av en rabatt.

⁴⁵ Övergångsbestämmelse 16.a enligt ellagen från 1997.

Definition av elbörsens pris för anläggningar under det speciella systemet

Elbörsens genomsnittliga timpris är det genomsnittliga pris som måste betalas varje timme av köparen av el för att få köpa el genom börsen. Priset bestäms genom marknadens operatör. Producenter med en kapacitet lika med och under 10 MW kan, förutom att beräkna elmarknadspriset på detta sätt, också välja de genomsnittliga timpriserna för låg- respektive höglastperioder som ges i poolen. Producenten får genom denna prissättning betalt beroende på om de matar in el på nätet under hög- eller låglasttid på dygnet. Höglastpriset beräknas som det aritmetiska medelpriset som motsvaras av de första åtta timmarna av dagen i räkningsmånaden. Låglastpriset är det pris som motsvaras av de resterande timmarna under samma månad.

Premier för kraftproduktion baserad på förnybara källor

Till det ovannämnda marknadspriset för el ersätts dessutom producenterna av el från förnybara källor med en premie som är beroende av produktionsteknologi.

- *Solanläggningar*: för anläggningar med en installerad kapacitet av upp till 5 kW, i den mån den nationellt installerade kapaciteten av denna energiproduktionsteknologi inte överstiger 50 MW: 60 pesetas/kWh (312,4 öre/kWh). Alla andra anläggningar: 30 pesetas/kWh (156,2 öre/kWh).
- *Vindenergianläggningar*: 5,26 pesetas/kWh (27,4 öre/kWh)
- *Anläggningar baserade på geotermisk energi, vågenergi, tidvattenenergi*: 5,45 pesetas/kWh (28,4 öre/kWh).
- *Vattenkraftsanläggningar med kapacitet lika med eller under 10 MW*: 5,45 pesetas/kWh (28,4 öre/kWh).
- *Vattenkraftsanläggningar med kapacitet över 10 MW men under 50 MW*: premien räknas ut enligt nedanstående formel:
Premie = $B(50-P)/40$, där B är premien som motsvarar vattenkraftsanläggningarna lika med eller under 10 MW och P är kapaciteten hos anläggningen uttryckt i MW. Premien avrundas till två decimaler.
- *vattenkraftsanläggningar Anläggningar som använder primär biomassa som huvudsakliga bränsle*: 5,07 pesetas/kWh (26,4 öre/kWh).

- *Anläggningar som använder sekundär biomassa som huvudsakliga bränsle: 4,70 pesetas/kWh (24,5 öre/kWh).*

Även anläggningar som baseras på förnybara energikällor men är större än 50 MW kan få en premie, vilket består av 1 pesetas/kWh (5,2 öre/kWh).

Premierna för alla de ovan nämnda energiformerna förutom vattenkraft mellan 10 och 50 MW samt solenergi ska justeras årligen av Industri- och energiministeriet utifrån variationer i det genomsnittliga marknadspriset och ska läggas till summan av marknadspriset och premien.

Samtliga premier ska revideras vart fjärde år.

Enhetliga tillförseltariffer

Producenter av el från förnybara källor kan välja att inte ta emot det beräknade genomsnittspriset på elmarknaden samt premien som beskrivits ovan, utan istället få ett totalt pris för samtliga timmar enligt listan nedan:

- *Solenergi: 66 pesetas/kWh (343,6 öre/kWh) eller 36 pesetas/kWh (187,4 öre/kWh), beroende på om anläggningarna har en kapacitet lägre än 5 kW eller inte.*
- *Vindenergi: 11,02 pesetas/kWh (57,4 öre/kWh).*
- *Geotermisk-, väg-, tidvattenenergi, samt vattenkraft lika med eller under 10 MW: 11,20 pesetas/kWh (58,3 öre/kWh).*
- *Anläggningar som använder primär biomassa som huvudsakliga bränsle: 10,83 pesetas/kWh (56,4 öre/kWh).*
- *Anläggningar som använder sekundär biomassa som huvudsakligt bränsle: 10,46 pesetas/kWh (54,5 öre/kWh).*

Anläggningar med en *blandning av energikällorna ovan* ska beräknas i proportion till installerad kapacitet av varje källa.

Premier till elproduktion baserad på avfall

Elproduktion baserad på fast avfall eller industriellt avfall som sitt huvudsakliga bränsle får en premie på 3,70 pesetas/kWh (19,26 öre/kWh) om kapaciteten är lika med eller lägre än 10 MW.

För anläggningar med en kapacitet större än 10 MW och upp till och med 50 MW erhålls en premie som beräknas enligt följande formel:

$$\text{Premie} = d + (c - d) (50 - P) / 40$$

Där c= premien som motsvarar anläggningar med en kapacitet upp till och med 10 MW

D= 1 peseta/kWh (5,21 öre/kWh)

P= anläggningens kapacitet uttryckt i MW

Premierna till anläggningar baserade på avfall ska justeras årligen utifrån variationer i bland annat ränteläget.

Vem betalar premien?

Det är distributörerna eller i de fall där det är berättigat, transmissionsföretagen, som enligt lag ska betala och stå för kostnaderna för den extra premien till producenterna för elen som baserats på förnybara källor utöver det fastlagda marknadspriset.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM

Det finns inga ytterligare nationella stöd för att främja elproduktion baserad på förnybara källor i Spanien. Däremot finns vissa regionala stöd. Även befintliga EU-stöd ger ett betydande tillskott till olika energiprojekt.

KÄLLOR:

Royal decree 2818/1998, December 23rd, on the generation of electricity by facilities supplied by renewable energy sources, waste and cogeneration.

STORBRITANNIEN

ELMARKNADEN

Elmarknaden i Storbritannien är idag helt öppen för konkurrens. Elproduktionen var tidigare statsägd och privatiserades 1989. Genom den nya ellagen från år 2000⁴⁶ avskaffas den tidigare "börsen" - the Pool. Den ersattes av The New Trading Arrangement, NETA. NETA är en öppnare marknad genom bilaterala kontrakt med både långsiktiga och kortsiktiga kontrakt samt spotkontrakt. Regeringen förväntar sig att utomstående aktörer kommer att inrätta olika former av marknadsplatser för handel med el.

En oro för att de "allmännyttiga" leverantörsföretagen kan missbruka nära relationer med de likaledes "allmännyttiga" distributionsföretagen till korssubventioner och liknande, har föranlett att verksamheterna ska delas upp och särredovisas. Verksamheter som inryms i de Allmännyttiga elleveranslicenserna, PES⁴⁷, ska delas upp i separata delar för handel med el respektive distribution. PES-licenserna förutsätts vara uppbrutna till sommaren 2001.

I Storbritannien finns inget prioriterat eller garanterat tillträde till nätet för el baserat på förnybara energikällor. I ellagen anges däremot att distributörerna ska erbjuda alla producenter av grön el en nätanslutning. Producenterna behöver inte acceptera erbjudandet utan kan fritt välja bland andra konkurrerande alternativ eftersom det är producenterna själva som betalar nätanslutningen. Distributörerna kan komma undan kravet om erbjudande av nätanslutning om det kan styrkas att nätanslutningen skulle hota systemets säkerhet.

I Storbritannien producerades totalt 358 TWh el år 1998, vilket gör Storbritannien till EU:s tredje största elproducent efter Tyskland och Frankrike. El från förnybara källor stod för 3 procent av den totala bruttoelproduktionen i Storbritannien 1998⁴⁸. År 1998 producerades närmare 7 TWh vattenkraft vilket motsvarar ungefär en tredjedel av den "förnybara" elen. Av de vindkraftsproducerande länderna inom EU hamnar Storbritannien på fjärde plats efter Tyskland, Danmark och Spanien. Vindkraftproduk-

⁴⁶ The Utilities Act 2000.

⁴⁷ Public electricity supply licenses.

⁴⁸ Källa Eurostat.

tionen uppgick år 1998 till 886 GWh och el baserad på biomassa stod för 2 917 GWh under samma år.

STÖDSYSTEMET

En lag om förpliktelse för elleverantörerna att leverera en viss mängd el som är baserad på förnybara källor (Renewable Obligation) kommer att införas i England och Wales under hösten 2001, om förslaget antas av parlamentet. Ett liknande förslag kommer att läggas fram för det skotska parlamentet och liknande arrangemang diskuteras i Nordirland.

Plikten om leveranser av förnybar el utgör den grundläggande politiska åtgärden för att klara av den brittiska målsättningen om el från förnybara källor och lägger grund för ett system med gröna certifikat. Den nya lagen förväntas träda i kraft i oktober 2001 och ska gälla fram till mars 2026. Fram till detta datum ska det finnas en garanterad marknad för el baserad på förnybara källor.

Den primära lagstiftningen för att införa plikt för elleverantörerna ligger i ellagen, The Utilities Act 2000. Förslaget utarbetas i samverkan med berörda aktörer, såsom industri, näringsliv och konsumentgrupper.

Vilka gäller plikten om el baserad på förnybara energislag?

Kvotplikten föreslås gälla alla licensierade elleverantörer i England och Wales. Dessa är förpliktigade att leverera en specificerad mängd el från förnybara källor till brittiska kunder. Alternativt kan elleverantörerna köpa certifikat, Renewable Obligation Certificates, ROC, från andra leverantörer eller producenter på marknaden eller betala ett fastlagt friköpspris till reglermyndigheten för el och gas, Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem. Leverantören kan också välja vissa eller samtliga alternativ utifrån företagets aktuella situation.

Berättigade energislag

Enligt förslag ska vattenkraft med lägre kapacitet än 10 MW, land- och havsbaserad vindkraft, jordbruks- och skogsrester, energi-grödor, vågkraft, solceller och biogas ingå i plikten.

Kraft från avfall och storskalig vattenkraft (> 10 MW) anses vara kommersiellt bärkraftig och får inte ingå i stödsystemet ⁴⁹. Det pågår emellertid fortfarande en diskussion angående avfall, bland annat huruvida organiskt avfall ska få ingå eller inte. Om avfall kommer att inkluderas, ska endast den del som härstammar från icke-fossilt avfall kunna godkännas för ROC:s.

Kraftvärmeproduktion ska inte ingå i pliktlagen, förutom om den baseras på icke-fossila bränslen. Däremot diskuteras för närvarande om kraftvärme ska ingå i grunden för beräkning av varje individuell leverantörs plikt, t.ex. om en leverantör levererar 100 GWh varav 20 GWh kommer från kraftvärme – ska då plikten beräknas på 100 GWh eller 80 GWh?

El som producerats i projekt som innehar kontrakt under NFFO 3, 4 och 5 kommer inte att vara berättigad till certifikat förrän kontraktstiden löpt ut. Projekt med kontrakt under NFFO 1 och 2, vilka löpte ut under 1998, är berättigade till certifikat i den mån energikällorna i sig själva är berättigade till certifikat.

Certifiering av producenter

OFGEM ska administrera systemet med certifiering av de produktionsteknologier som är berättigade att delta i stödsystemet. OFGEM ackrediterar producenter som når upp till de fastlagda kraven för produktion av förnybar el och tilldelar dem certifikat, ROCs, i förhållande till den mängd förnybar el som produceras. Producenterna registreras och därefter mäts produktionen och rapporteras in till OFGEM varje månad. Exakt hur registreringsförfarandet ska gå till håller fortfarande på att utredas, men certifikaten kommer att visa producentens elproduktion den senaste månaden samt aktuell typ av förnybar energikälla.

KVOTEN

Målsättning

I slutet av år 1999 representerade energi från förnybara källor 3 procent av den producerade elen i Storbritannien. Regeringens

⁴⁹ Enligt äldre, men även nya studier ligger gränsen för vattenkraftens kommersiella bärkraft vid denna nivå.

målsättning är enligt ett konsultationsdokument från oktober 2000 att 5 procent av landets elförsörjning ska baseras på förnybar energi år 2003 och 10 procent år 2010. Förutsättningen är emellertid att kostnaderna för konsumenterna blir acceptabla. Målet, fem procent år 2003, kommer med stor sannolikhet att uppnås med hjälp av det tidigare stödprogrammet Non Fossil Fuel Obligation, NFFO, samt redan befintlig kapacitet.

Den nya plikten att leverera el från förnybara energikällor genom certifikatsystemet kommer att vara den huvudsakliga drivkraften bakom ökningen från fem till tio procent till år 2010. Det är beräknat att omkring 36–39 TWh av el från förnybara källor kommer att krävas för att nå 2010 års målsättning. Av denna el beräknas 20–23 TWh krävas från förnybar el utöver de kontrakterade NFFO-projekten.

Emellertid har det ännu inte tagits något beslut om målsättningen i och med att diskussionen om elproduktion från avfall ännu inte är avslutad. Om avfall ska ingå kommer målet förmodligen att höjas.

En årligen stigande kvot

Den mängd förnybar el som motsvarar kvoten kommer sannolikt att definieras som en andel i procent av leverantörens totala leveranser under ett givet år. Kvoten är beräknad utifrån det nationella målet om 10 procent förnybar el år 2010 och kommer att öka varje år. Detta innebär t.ex. att andelen förnybar el föreslås vara 3,1 procent år 2002; 5,3 procent år 2006 och 7,7 procent år 2010. Nivåerna kommer inte att sänkas under perioden även om kostnaderna för el från förnybara källor blir höga. Försäkringen mot för höga konsumentpriser kommer istället att ges genom möjligheten för leverantörerna att välja ett så kallat friköpspris, se nedan. Mellan åren 2011 och 2026 förväntas nivån på kvoten ligga konstant med en ökande marknad för el.

Det är parlamentet som fastställer den årliga kvoten, men den är föremål för diskussion hos marknadens aktörer i samband med remisshanteringen. Reaktionerna från industrin på de föreslagna nivåerna är att målsättningen är utmanande. Miljörörelsen å sin sida anser att målet är för lågt. Om klimatfrågan i framtiden medför att målsättningen måste höjas, kommer också regeringen att föreslå en höjning av kvoterna som leverantörerna ska uppfylla. Det är

OFGEMs uppgift att övervaka och kontrollera installerad kapacitet och rapportera om måluppfyllelse.

CERTIFIKAT

Ett certifikat kommer inte att ha någon enhetlig storlek, utan kommer att utfärdas av OFGEM till producenterna i den mängd som motsvaras av den för tillfället producerade elen. Eftersom leverantörernas plikt gäller leveranser till kunder efter avräkning av överföringsförluster, kommer det att finnas något fler certifikat än motsvarande mängd förnybar el på marknaden.

Perioderna för vilka leverantörerna ska uppfylla den uppsatta kvoten löper på ett år, och förmodligen kommer den att gälla mellan den 1 april och den 31 mars nästföljande år. Första året kommer emellertid giltighetstiden att vara förlängt och löpa mellan 1 oktober 2001 till 31 mars 2003.

Hur ska leverantörerna uppfylla plikten

För att fullgöra sin plikt att leverera en viss mängd el från förnybara källor till brittiska kunder har leverantörerna tre möjligheter: Leverantören kan köpa grön el och leverera till sina kunder och samtidigt köpa motsvarande mängd certifikat för att bevisa att elleveransen har skett. Leverantörer kan också köpa enbart certifikat av producenten, bilateralt eller via någon marknad. Ett tredje alternativ är att betala ett friköpspris till OFGEM, se nedan. Leverantören kan välja vissa eller samtliga alternativ efter behov.

Regeringen beräknar att knappt 100 företag kommer att omfattas av plikten. Bland dessa finns många stora företag. Det finns ett tiotal stora leverantörer till de brittiska hushållen vilka beräknas distribuera över 95 procent av elen till denna kundgrupp. På den industriella sidan finns fler stora företag, men majoriteten av leveranserna görs från de största aktörerna.

En anledning till att plikten läggs på leverantörerna är att dessa traditionellt har varit den dominerande parten på elmarknaden. Eftersom en del producenter endast använder en sorts bränsle, t.ex. kol, anses det heller inte lämpligt att belägga producenterna med plikt.

Leverantörerna måste vid periodens slut informera OFGEM om det antal certifikat som de vill lösa in. OFGEM kontrollerar att de återlösta certifikaten är giltiga och att de inte blivit återlösta av någon annan part.

Sparande och lån av certifikat

Beroende på sammansättningen av förnybara energikällor som kommer att bidra till elproduktionen väntas fluktuationer i elproduktionen på grund av t.ex. väderförhållandena. För att ge utrymme för att klara dessa variationer föreslår regeringen att en viss flexibilitet byggs in i systemet genom möjligheter att spara och låna certifikat. Förslaget som presenteras i konsultationsrapporten innebär att insättning av certifikat på ett "bankkonto" för användning vid en senare period, ska tillåtas men begränsas till 50 procent av leverantörens plikt i varje period. Efter att remissvaren har kommit in har regeringen emellertid påbörjat en ny diskussion om hur stor mängd certifikat som ska kunna sparas. Eventuellt kommer endast 10 procent att få sparas för att undvika prismanipulation av marknaden.

Regeringen föreslog också att lån av certifikat skulle begränsas till 5 procent av leverantörens plikt i varje period. Denna mängd kan också komma att ändras av samma skäl som för sparande, men istället utökas till 10 procent.

Förmodligen kommer sparande och lån av certifikat endast att tillåtas för det påföljande året.

HANDEL MED CERTIFIKAT

Takpris

Ett tak anger hur mycket certifikaten maximalt kommer att kosta, det så kallade friköpspriset (*buy-out price*). Anledningen till att leverantörerna också kan välja att betala friköpspriset istället för att köpa certifikat och/eller leverera grön el, är att kostnaderna för konsumenterna inte ska bli för höga, t.ex. om elleverantörerna investerar i för dyr teknologi för el från förnybara källor för att klara kraven som ställs enligt den nya lagen. Avgörande för valet att

införa ett takpris är hänsyn till socialt utsatta grupper⁵⁰ bland befolkningen. Friköpspriset föreslås ligga på 3 p/kWh. Regeringen har inga planer på att sänka denna nivå när pliktlagen väl införts, utan föreslår att friköpspriset ska bindas till konsumentprisindex. Introduktionen av plikten beräknas leda till en prishöjning på el med 3,7 procent år 2010 räknat på 1998 års elpriser.

Enligt den nya ellagen ska intäkterna från friköpen returneras till elleverantörerna. För att ge ytterligare kommersiella incitament till elleverantörerna att klara sina förpliktelser föreslår regeringen att återbetalningen av friköpen endast ska gå till dem som fullgjort plikten genom leverans av förnybar el och/eller köp av certifikat. Återbetalningen görs i proportion till i vilken omfattning leverantörerna uppnått de ställda kraven.

Behållningen för samtliga leverantörer av friköpen beräknas enligt följande:

$$\text{£p} = \text{£T}/y$$

£p = Behållningen per återlämnat certifikat

£T = Totala intäkter från friköpen från alla leverantörer

y = totala antalet certifikat som återlöses i perioden av samtliga elleverantörer.

Köp och sälj

Köpen av certifikat kan ske både bilateralt och på en marknad. De flesta köp av certifikat väntas ske samtidigt som inköp av elen från förnybara energikällor görs, men det är alltså möjligt att köpen görs separat. Enligt uppgift är det regeringens förhoppning att leverantörerna väljer långsiktiga kontrakt eftersom dessa ger mer stabilitet och säkerhet till producenterna.

OFGEM handhar ingen marknad utan registrerar endast handeln. Handel sker bilateralt eller genom eventuella marknadsplatser som sätts upp av utomstående aktörer på marknaden. Dessa marknader kontrolleras genom lagstiftningen om finansiella tjänster, Financial Services Act. OFGEM ska registrera all handel med certifikat mellan producenter, leverantörer och andra aktörer.

⁵⁰ I England finns åtminstone 4,3 miljoner socialt utsatta hushåll ("fuel poverty"). Fenomenet har sitt ursprung i en kombination av dåligt isolerade eller otillräckligt uppvärmda hus och låga inkomster. Medborgare med de minst energieffektiva husen kan dras med uppvärmningskostnader som är två till tre gånger så höga som de mer välbeställda hushållen för samma komfortnivå.

Myndigheten ska också reglera och kontrollera marknaden för certifikat i så måtto att mängden ROC:s i cirkulation överensstämmer med den mängd förnybar el som produceras. All registrering ska skötas elektroniskt.

Konkurrensen på certifikatmarknaden anses vara tillräcklig för att marknaden ska vara öppen under hela året. Under slutet av varje period då leverantörerna ska återlämna certifikaten beräknas konkurrensen emellertid förstärkas.

Om en leverantör inte fullgör sin plikt kommer denna att utsättas för sanktioner enligt ellagen. Den slutgiltiga straffåtgärden är indragning av licenserna för elleverantörerna.

Transaktionskostnader

Transaktionskostnader antas bli relativt låga eftersom certifikatssystemet ska vara helt elektroniskt. Kostnader kommer att uppstå vid OFGEM som ska registrera och kontrollera handeln samt certifiera produktionssystemen. Hos producenterna uppstår kostnader för registrering och ansökan för certifiering. För leverantörerna uppstår kostnader för handeln med certifikat.

Vissa initiala kostnader förväntas uppkomma för att upprätta datasystemen liksom kostnader för att åtgärda problem vid starten. De fasta kostnaderna som årligen uppkommer tros vara låga och stabila, men i och med att kvotens nivå ökar under den första tioårsperioden kommer kostnaden för systemet utslaget per kWh el från förnybara källor att minska.

Internationell handel

OFGEM kan godkänna import av certifikat under förutsättning att myndigheten anser att tillvägagångssättet för utfärdande av certifikat i det andra landet är godtagbart. En mer komplex fråga är hur bevisningen ska ske att den fysiska elleveransen till brittiska kunder har ägt rum. OFGEM kommer att kontrollera huruvida kapacitet funnits på överföringsförbindelsen där den fysiska importen ska ha genomförts.

Regler för hur en internationell handel ska ske diskuteras för närvarande. Utgångspunkten för diskussionerna är att europeisk

handel bör uppmuntras, men samtidigt vill den brittiska regeringen uppmuntra utvecklingen av produktionskapacitet i Storbritannien.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM OCH ÖVERGÅNG

Det nya certifikatsystemet ska enligt gällande tidsplan träda i kraft i oktober 2001. Den nya lagen om plikt att leverera el från förnybara energikällor samt stöden till havsbaserad vindkraft och energi-grödor har notifierats som statsstöd till EU-kommissionen. Starten för det nya systemet beror till stor del på när och om Kommissionen godkänner stödsystemen.

Dessutom beror tidsplanen på PES-licensieringen och på när uppdelningen i separata licenser för produktion respektive distribution är avslutade.

Vad händer med NFFO-kontrakten?

Sedan 1989 har det funnits ett stödsystem för icke-fossila bränslen, Non-Fossil Fuel Obligation, NFFO. Systemet, som ursprungligen var avsett att främja kärnkraft, kom också att innebära stöd till elproduktion baserad på förnybar energi. Genom NFFO ställs krav på offentliga elleverantörer att köpa upp en viss mängd el baserad på icke-fossila energikällor. NFFO stöder vissa utvalda projekt för förnybar el genom att garantera dem ett fastlagt försäljningspris på producerad el under 15 års tid.

Projekten valdes ut genom ett anbudsförfarande där projekten rangordnades inom olika kategorier med jämförbar teknik, bland annat efter elpris. Elleverantörerna har kompenserats för skillnaden mellan det fastställda priset och marknadspriset via medel från beskattningen av fossila bränslen.

Introduktionen av plikten om förnybar el innebär att inga ytterligare kontrakt skrivs under det tidigare programmet. För redan gällande kontrakt kommer övergångslösningar att sättas in. Dessa innebär bland annat att ingen klimatskatt tas ut och att inga fördelar från den nya pliktlagen ska kunna ges innan de gamla kontrakten löper ut. Äldre projekt med kontrakt som löpte ut under 1998 ska få användas under Renewable Obligation.

*Ytterligare och kompletterande åtgärder för att främja förnybar energi:*1. *Direkta stöd kopplade till Renewable Obligation*

Anslag ska ges till ett litet antal projekt med havsbaserad vindkraft och energigrödor, eftersom regeringen anser att dessa teknologier behöver ge ett betydande bidrag till den totala energiförsörjningen av förnybar el om målet för 2010 ska nås. Än så länge ger teknologierna inget bidrag till elförsörjningen och är på ett tidigt kommersiellt stadium världen över. Erfarenheterna från dessa projekt ska underlätta en reduktion av kostnaderna så att de kan nå en nivå där de kan konkurrera utan extra stöd.

Regeringen föreslår att stöd upp till 40 procent av kostnaderna ska kunna ges till de projekt med lägst kostnad för finansierarna, räknat som pund per MW installerad kapacitet. Separata program ska drivas för havsbaserad vindkraft och energigrödor.

2. *Undantag från klimatskatten.*

En klimatskatt införs från och med den 1 april 2001. Skatten på el kommer att ligga på 0,43 p/kWh (ca. 6,07 öre/kWh). Det motsvarar en ökning med mellan 7 och 15 procent på elpriset till företag.

Kvalificerad el baserad på förnybara källor ska få undantag från skatten. Genom en certifieringsprocedur liknande den för ROCs ska även certifikat för klimatskatteundantag införas, Levy Exemption Certificates, LEC. Handel med LEC:s kommer däremot inte att förekomma.

3. *Ett stödprogram för forskning och utveckling samt teknologiöverföring* för att främja en teknologisk utveckling ska införas.

Detta kommer att innefatta hjälp med att överbrygga icke-tekniska hinder för spridning av förnybar energiteknologi.

4. Regeringen vill också främja *utvecklingen av ett strategiskt tillvägagångssätt* vad gäller planering i regionerna och introduktion av regionala mål för förnybar energi baserad på resursutvärderingar.**ÖVRIGT**

OFGEM är den centrala myndigheten som ansvarar för certifiering av producenter, utfärdande och registrering av certifikat, mottagning av leverantörernas inlämning av certifikat, rapportering till regeringen, administration av sparande och lån och organisation av återbetalning av friköpsinbetalningar till leverantörer. Myndigheten

har frihet att välja huruvida man själv ska utföra dessa aktiviteter eller genomföra dem genom utomstående aktörer.

Varför inte ett differentierat friköpspris?

Den brittiska industrin har visat ett relativt starkt intresse för ett differentierat friköpspris på olika teknologier, "banded obligation", där de teknologier som behöver störst incitament får högst friköpspris. Förfarandet skulle belägga leverantörerna med en plikt att leverera en specifik mängd el från en viss källa. Differentieringen skulle införas för att olika teknologier har kommit olika långt i utvecklingen tills de är kommersiellt bärkraftiga i stor skala.

Regeringens argument för att inte införa ett differentierat friköpspris är att regeringen inte vill diktera olika teknikers relativa betydelse. Man anser att ett differentierat friköpspris delar upp marknaden. Regeringen säger sig inte vilja plocka ut vinnare eller introducera artificiella snedvridningar på marknaden. Istället väljer man att ge direkta stöd till teknologier som ännu inte är tillräckligt bärkraftiga för att kunna ingå i den nya pliktlagen, såsom havsbaserad vindkraft och energigrödor. Dessutom anser regeringen att ett differentierat friköpspris skulle leda till ett system som inte är tillräckligt flexibelt. Det skulle också kunna uppfattas som ettlångsiktigt löfte från staten för vissa specifika teknologier.

Den provisoriska tidsplanen

Januari 2001 Öppning av registrering för intresserade av stöden till havsbaserad vindkraft och energigrödor.

April/maj 2001 Order (förslag) om Renewable Obligation läggs fram för parlamentet.

Juni/juli 2001 Order ska vara klar.

1 oktober 2001 Första perioden med plikt om förnybar el börjar.

Slutet av 2001 Föreslaget slutdatum för ansökan om stöd till havsbaserad vindkraft och energigrödor.

September 2002 Stöden kungörs.

Mars 2026 Sista perioden med plikt om el från förnybara källor avslutas.

KÄLLOR

New & Renewable Energy Prospects for the 21st Century
<http://www.dti.gov.uk/renew/condoc/>

The renewable energy obligation preliminary consultation reports
October 2000: <http://www.dti.gov.uk/renew/ropc.pdf>

Climate change levy – overview:
<http://www.hmce.gov.uk/bus/excise/climchg.htm>

Department of Trade and Industry energy site:
<http://www.dti.gov.uk/energy/index.htm#one>
Tel växel: 0044-20 72 15 50 00

News releases: <http://www.ofgem.gov.uk/public/pn2001/29.htm>.
En av referenserna här är ett dokument från OFGEM och Department of Trade and Industry – New Electricity Trading Arrangements Programme (NETA) – Overview of Program Process, March 2001

Publication-Separation of PES Businesses: Review of C112 Licence Obligations Consultation Paper, febr 2001:
<http://www.ofgem.gov.uk/whatsnew/index.htm>

TYSKLAND

Tyskland har sedan 1998 en fri elmarknad, vilket innebär att såväl slutkonsumenter och distributörer som andra aktörer är berättigade kunder enligt EU:s elmarknadsdirektiv. Marknaden öppnades i och med en revision av den tyska ellagstiftningen i april 1998. Under 1999 inleddes en ekologisk-social skatteväxling där skatten på fossila bränslen och el stegvis kommer att höjas medan socialförsäkringsavgifterna sänks.

Den totala elproduktionen i Tyskland 1998 var nära 557 TWh och bestod till 30 procent av kärnkraft, 28 procent brunkol, 25 procent stenkol, 10 procent gas och 6 procent baserades på förnybara källor. Totalt stod de förnybara källorna för knappt 31 TWh. Av dessa utgjorde vattenkraften 70 procent och biomassa och vindkraft 15 procent vardera.

Totalt producerade de tyska vindkraftverken 1998 nästan 4,6 TWh el vilket motsvarar knappt 1 procent av den totala elproduktionen i landet. Tyskland är för närvarande världens största vindkraftproducent före USA och Danmark. I den kustnära delstaten Schleswig Holstein kom under 1997 ca. 11 procent av eltillförseln från vindkraft.

Tysklands målsättning är att öka elproduktionen som baseras på förnybara källor från 5 procent som gällde 1999 till 10 procent år 2010.

STÖDSYSTEMET

I mars år 2000 beslutade den tyska regeringen att lagstiftningen om eltillförsel från förnybara energikällor från 1991 – Stromeinspeisungsgesetz – skulle ersättas av en ny lag om prioritet av förnybara energikällor⁵¹. Den nya lagen trädde i kraft den 1 april 2000. Såväl den nya som den gamla lagen fastställer stöd till elproduktion baserad på förnybara källor genom fasta tillförselpriser.

Den nya lagen om förnybar energi är ryggraden i den tyska politiken för att främja el från förnybara källor. Ytterligare stöd finns i form av investerings- och räntestöd till olika teknologier, men dessa utgör endast komplement till de fasta tillförseltarifferna.

Den gamla lagstiftningen från 1991 förbättrade förutsättningarna för framför allt vindkraft påtagligt. Vissa bidrag och fördelaktiga bestämmelser för skatteavdrag bidrog också, framför allt i inledningsskedet, till att omkring 4400 MW vindkraft installerades i Tyskland fram till 1999. Däremot medförde inte lagen tillräckliga incitament för en storskalig introduktion av el från andra förnybara källor såsom solceller och biomassa.

Enligt den gamla lagen var de fasta tarifferna för el från förnybara källor kopplade till marknadspriset för elen. När priserna på el sjönk kraftigt till följd av avregleringen av elmarknaden ökade osäkerheten vid investeringsbedömningar av anläggningar för förnybar el och hämmade utvecklingen av nyinstallationer. En av anledningarna till att den nya lagen infördes är att den gröna elproduktionen skulle få ett förstärkt stöd för att ytterligare kapacitet ska installeras. Detta erhålls nu genom att de fasta tillförsel-

⁵¹ Act on Granting priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act) mars 2000.

tarifferna är kopplade till produktionskostnaderna istället för som tidigare till marknadspriset.

En annan anledning till att ändra lagstiftningen var att regeringen ville ta bort det tidigare taket på 5 procent, vid vilket elleverantörer som var skyldiga att köpa in el från förnybara källor till ett fast pris, kunde föra över kostnaderna för ytterligare inköp av förnybar el på uppströms liggande företag i distributionskedjan. Man ville också införa ett sätt att fördela kostnaderna för inköpen av den förnybara elen på aktörer i hela landet istället för att låta kostnaderna drabba aktörer i de regioner som hade bäst förutsättningar för vissa former av grön elproduktion.

Med den nya lagstiftningen infördes stöd även för produktions-teknologier såsom geotermisk el, och elproduktion baserad på gruvgas. Dessutom ska de ändrade tillförseltarifferna i den nya lagen ge större ekonomiska möjligheter till förnybara energiformer som under den tidigare lagstiftningen inte expanderade i tillräcklig omfattning.

Berättigade energislag

Den nya lagen reglerar prioriteringen av el till nätet från förnybara källor och fastställer kompensation för småskalig vattenkraft, vindkraft, solel, geotermisk el, elproduktion baserad på gas från deponi-anläggningar, avloppsreningsverk och gruvdrift samt biomassa inom Tysklands ekonomiska zon. Detta innebär att vindkraftverk i havet utanför territorialgränsen inkluderas i stödsystemet. Lagen garanterar kompensation till investerare av nya anläggningar under 20 års tid.

Det tyska parlamentet godkände den 1 juni 2001 ett förslag till förordning om reglering av biomassa till elproduktion. I den definieras biomassa och organiskt material från växter och djur inkluderas i benämningen. Däremot kan inte material som är kontaminerat med något hälso- eller miljöfarligt ämne definieras som biomassa. Avfall ingår inte i benämningen förutom om avfallet härstammar från växt eller djurriket.

Elproduktionsteknologier som inte ingår i stödsystemet är vattenkraftsanläggningar med en kapacitet över 5 MW, anläggningar som använder gas från deponier eller avloppsreningsverk över 5 MW samt biomassebaserade anläggningar med en installerad effekt över 20 MW. Anläggningar som till mer än 25 procent ägs av

förbundsrepubliken eller någon av de tyska förbundsstaterna ska inte heller berättigas till stöd enligt lagen.

En gräns för solcellsanläggningar på 5 MW är införd för att värna om öppna områden. Om inte solcellsanläggningen är inbyggd i redan befintliga ytstrukturer som t.ex. tak, fasader och bullerskydd, är den övre gränsen för anläggningar 100 kW_p.

Minimikompensationen ska utgå till nya produktionsanläggningar i 20 år från och med det år då de tas i drift. Detta gäller samtliga produktionsteknologier förutom vattenkraftsanläggningar, eftersom denna tidsperiod ofta inte är tillräcklig för denna teknologi. För installationer som togs i drift innan den nya lagen trädde i kraft ska år 2000 anses som startår.

DE KVOTPLIKTIGA OCH KOSTNADSFÖRDELNINGSMEKANISMEN.

Det är den närmaste nätoperatören som är skyldig att köpa in den el från förnybara källor som produceras i dess närområde samt kompensera producenten enligt fastlagda tariffer. Kostnaderna för denna kompensation kan sedan överföras i flera steg på olika aktörer på elmarknaden. Den närmaste nätoperatören som är skyldig att betala elproducenterna enligt en fastlagd tariff blir kompenserad av stamnätsoperatören⁵² uppströms. Stamnätsoperatörerna som utgör ett begränsat antal stora aktörer över hela förbundsrepubliken, med överblick över andra företag i samma bransch, har till uppgift att utifrån en lagstadgad fördelningsmekanism, sprida kostnaderna för den gröna elproduktionen mellan sig. De rättvist fördelade kostnaderna ska sedan föras över på samtliga elleverantörer i republiken, vilka producerar och levererar el på konventionellt sätt. Nedan beskrivs proceduren mer i detalj.

Offentliga nätoperatören som geografiskt ligger närmast producenten av den gröna elen är enligt lagen skyldig att köpa den el som produceras om tekniska förutsättningar finns för nätoperatören, samt mata in elen på nätet. Ofta driver de närmaste nätföretagen lokala nät, men det kan i vissa fall också bli fråga om högspänningsnät om exempelvis producenten av förnybar el driver en stor vindkraftspark. Om anslutning medför att nätoperatören

⁵² Översatt från engelskans "transmission grid operator". I Tyskland finns sju företag som opererar på stamnätsnivå. Vi använder systemoperatör som synonym.

måste öka nätkapaciteten är denne skyldig att utföra detta. El från förnybara källor har prioriterat tillträde till nätet framför konventionell el. Kompensation till elproducenterna ska utgå enligt fastlagda tariffer, se nedan.

De (oftast) lokala nätoperatörerna ska i sin tur bli kompenserade för kostnaderna för den gröna elen genom betalning från de uppströms liggande stamnätsoperatörerna, enligt samma tariffer.

Stamnätsoperatörerna är skyldiga att registrera mängden el som köps och den kompensation som utbetalas till nätoperatörerna. De har också till uppgift att fördela kostnaderna för kompensationen mellan de olika systemoperatörerna över hela förbundsrepubliken. Den 31 mars varje år ska således en beräkning göras över hur mycket energi som totalt har köpts och den procentuella andel som detta representerar relativt den totala mängden el som levererats till slutkonsumenter. Stamnätsoperatörer som har köpt en större mängd el från förnybara källor än genomsnittet är berättigade att sälja denna och kompenseras för de överskridande kostnaderna av andra systemoperatörer, tills alla operatörer har köpt en mängd energi som är lika med genomsnittet. Efter utjämnningen ska varje stamnätsoperatör alltså bära kostnaderna för samma procentuella andel el från förnybara källor, relativt till den totala mängden el som matas in på nätet av operatören i fråga.

Anledningen till att fördelningsuppgiften läggs på stamnätsföretagen är att de utgör en liten grupp med ett begränsat antal aktörer vilka lätt kan utföra transaktioner som associeras med utjämningsproceduren. De kan också lätt övervaka varandra. Detta förfarande anses vara önskvärt av regeringen eftersom den tidigare lagstiftningen resulterade i att vissa regioner tvingades köpa in förnybar el vars värde låg långt över det nationella medelvärdet.

Efter det att stamnätsföretagen delat upp inköpen av den förnybara elen mellan sig ska de distribuera den köpta elen jämnt mellan de elleverantörer⁵³ som agerar inom operatörernas försäljningsområde. Elleverantörerna är i sin tur skyldiga att betala kompensation för den gröna elen. Inköpskravet gäller inte om över hälften av leverantörernas leveranser genereras från förnybara källor. Den andel förnybar el som elleverantören är skyldig att köpa in ska relateras till elleverantörens totala leveranser samt fördelas på så sätt att alla elleverantörer ska köpa in en lika stor andel. Kompensa-

⁵³ Översättning från engelskans "utility". Elleverantörerna som här avses kan också vara producenter av såväl el från förnybara källor som av fossil el.

tionen som ska utgå beräknas som medelvärdet på kompensationen per kWh som betalas av samtliga nätoperatörer två kvartal tidigare. Elleverantörerna betalar alltså inte enligt den fastlagda tarifflistan utan betalar ett medelvärde för kostnaderna för alla olika teknologier av förnybar el. Elleverantörerna har möjlighet att föra över kostnaderna för den dyrare gröna elproduktionen på sina kunder genom höjda priser på sina totala elleveranser⁵⁴ eller att minska sina marginaler. Enligt regeringen beräknas kostnaderna för elen öka med mellan 0,01 och 0,02 DEM/kWh (0,45–0,9 öre/kWh) till följd av den nya lagen om el från förnybara källor.

KOMPENSATIONSNIVÅER

De fasta tillförseltarifferna är enligt den nya lagstiftningen knutna till produktionskostnaderna för elproduktion som baseras på förnybara källor. Lagen stipulerar en minimikompensation till sådan produktion.

De viktigaste faktorerna som ligger bakom de fasta kompensationsnivåerna är investeringskostnaderna, driftskostnaderna, mätkostnader och kostnader för kapital för speciella typer av installationer relaterat till deras livslängd samt till marknadsavkastningen på sysselsatt kapital.

Ansvar för att övervaka och föreslå förändringar i kompensationen ligger på Ekonomi- och teknologidepartementet i samråd med Departementet för miljö, naturskydd och kärnkraftssäkerhet samt Departementet för livsmedel, jord- och skogsbruk.

För att ge utrymme åt teknologiska framsteg och förväntade kostnadsreduktioner kommer kompensationsnivåerna att minska genom en nominell sänkning år 2002. Denna kommer att uppgå till 1 procent för biomassa, 1,5 procent för vindkraft och 5 procent för solcellsanläggningar. Däremot kommer vattenkraftsanläggningar, deponi- och gruvgas samt gas från avloppsreningsverk endast att få en sänkning av kompensationsnivåerna genom inflationsökningen, eftersom dessa installationers potential för kostnadsänkningar

⁵⁴ El som köpts upp till de fastlagda kompensationsnivåerna får inte säljas som el från förnybara källor till priser som ligger under medelvärdet för kompensationsnivåerna. Med andra ord ska elen inkludera de högre kostnaderna för "grön" produktion likväl som kostnaderna för annat såsom nätavgifter, licenceavgifter, miljöskatt och moms. Anledningen till denna regel är att inte de stora leverantörsbolagen, som fortfarande har en dominerande ställning på marknaden och köper upp den största delen av den "gröna" elen, ska kunna dumpa priserna på denna el.

anses vara uttömd. Geotermiska installationer kommer inte att vara föremål för någon sänkning då det kommer att dröja några år innan sådana system tas i drift.

Vattenkraft < 500 kW samt el baserad på gas från deponier, gruvor och avloppsreningsverk

Kompensation ska utgå om minst 0,15 DEM/kWh (66 öre/kWh).

Om kraftanläggningen har en installerad effekt över 500 kW utgår 0,15 DEM/kWh (66 öre/kWh) som ersättning för den energi som motsvaras av effekten upp till 500 kW. Kapaciteten ska beräknas som det årliga medelvärdet av den effektiva kapaciteten. För resterande elproduktion ges ett bidrag om 0,13 DEM/kWh (58 öre/kWh).

Biomassebaserad elproduktion

1. Minst 0,20 DEM/kWh (89 öre/kWh) om installationen har en kapacitet upp till 500 kW.
2. Minst 0,18 DEM/kWh (80 öre/kWh) för installerad effekt upp till 5 MW.
3. Minst 0,17 DEM/kWh (75 öre/kWh) för installerad effekt över 5 MW.

Geotermisk elproduktion

1. Minst 0,175 DEM/kWh (77 öre/kWh) för anläggningar med en kapacitet upp till 20 MW
2. Minst 0,14 DEM/kWh (62 öre/kWh) om installerad effekt är över 20 MW.

Vindkraftsproduktion

Den tidigare lagstiftningen med fasta tariffer tog inte hänsyn till var i landet vindkraften byggdes. I den nya lagstiftningen däremot ges högre bidrag till vindkraftsanläggningar som installeras i områden med sämre vindförhållanden. Meningen är att undvika utbetalningar av kompensation som är högre än vad som krävs för

att driva vissa anläggningar kostnadseffektivt samt att ge incitament till installation av vindkraftsanläggningar i de inre delarna av landet.

Kompensationen till vindkraftsgenerering ska vara minst 0,175 DEM/kWh (77 öre/kWh) under en period av fem år, från det datum då anläggningen startas. För de resterande 15 bidragsåren betalas 0,121 DEM/kWh ut (54 öre/kWh). Dessa bidrag kommer framför allt att gälla kustnära anläggningar med de bästa vindförhållandena. För anläggningar som är lokaliserade i områden med sämre vindförhållanden kan den högre kompensationsnivån emellertid förlängas upp till och med nio år.

Perioden under vilken den högre kompensationsnivån kommer att betalas ut beräknas genom en jämförelse med en referensinstallation. Installationen baseras på P-V kurvan (powerwind speed curve) för referensanläggningen, vilken bestäms utifrån de tekniska föreskrifterna för vindenergi som publiceras av Föreningen för främjande av vindenergi, FGW,⁵⁵ eller enligt en definition av MEASNET⁵⁶.

För havsbaserade vindkraftsanläggningar ska minimiperioden vara nio år.

Kompensationsreglerna innebär att vindkraftsanläggningar igenomsnitt över den 20-åriga bidragstiden kommer att erhålla följande priser för elproduktion:

- Vid mycket bra geografiska lägen: 0,135 DEM/kWh (60 öre/kWh)
- Lägen med medelgoda vindförutsättningar: 0,164 DEM/kWh (73 öre/kWh)
- Inre delarna av landet: 0,173 DEM/kWh (77 öre/kWh).

Solel

Kompensation till solcellsanläggningar ska vara minst 0,99 DEM/kWh (4,38 kr/kWh).

Tillsammans med 100 000-taksprogrammet för solcellsanläggningar, se nedan, anses solceller vara en attraktiv lösning för privata investerare, även om kompensationen inte kommer att ge vinst under alla årets månader. Nivån på kompensationen har påverkats

⁵⁵ Fördergesellschaft Windenergie

⁵⁶ Power performance Measurement Procedure definierad av Network of European Measuring Institutes.

av priserna som ges till solcellsanläggningar i det spanska stöd-systemet.

Skyldigheten att betala kompensation för ytterligare solcellsanläggningar upphör, när den sammanlagda mängden anläggningar uppnått en installerad kapacitet av totalt 350 MW_p. En övergång från kompensationen införs i och med att skyldigheten att betala kompensation inte upphör förrän den 31 december året efter att den totala kapaciteten nått den uppsatta maximala nivån. Att just 350 MW_p valts som tak är ett resultat av att programmet för 100 000 tak-programmet har 300 MW_p som mål och till detta har adderats den kapacitet som för närvarande är installerad.

KOMPLETTERANDE STÖD TILL EL FRÅN FÖRNYBARA KÄLLOR

Utöver lagen om förnybar energi har Tyskland olika former av investerings- och räntestöd till vissa elproduktionsteknologier. Dessa ska ses som komplement till de fasta priserna som, enligt det tyska näringsdepartementet, är den absolut avgörande åtgärden för att främja produktion av grön el.

Investeringsstöd till taksolceller

Solcellsprogrammet 100 000 Dächer-Solarstrom-Programm syftar till att stimulera serieproduktion av solcellsanläggningar och därmed minska produktionskostnaderna. Programmet löper från 1999 till slutet av år 2003 och utgörs av investeringsstöd till nyinstallation och utbyggnad av solcellsanläggningar med en installerad toppeffekt om ca. 1 kWp.

Stödet ges i form av lån med subventionerad och fast ränta under en löptid av 10 år. Räntan fastställs i början av tioårsperioden och beräknas utifrån gällande ränta på kapitalmarknaden. Räntesatsen subventioneras med upp till 4,5 procentenheter. I juni 2001 betyder det att räntan ligger på ca. 1,9 procent. De två första åren är amorteringsfria. Lån kan beviljas på upp till 12 825 DM/kWp (56 800 kr) upp till en installerad effekt av 5 kWp. Om investeringen överstiger 5 kWp halveras lånebeloppet för den ytterligare installerade effekten.

Stödet är avsett för privatpersoner och små och medelstora företag. Det är tillåtet att kombinera investeringsstödet med andra stöd, såvida de sammanlagda bidragen inte överstiger den totala investeringskostnaden. För företag gäller att investeringsstödet får omfatta högst 40 procent av investeringskostnaden. De olika delstaterna har i vissa fall särskilda stödprogram.

Bidrag och investeringsstöd till el från förnybara källor

Stöd till småskalig vattenkraft, biogasanläggningar, nätverksanslutna solcells-anläggningar i skolor och biomassebaserad kraftvärme ingår i ett stödprogram som gäller förnybar energi generellt. Över 80 procent av stödet, som år 1999 uppgick till 200 miljoner DM (886 miljoner kr) gick till solvärmeanläggningar. Målet för programmet är att sänka produktionskostnaderna för energiteknologier som baseras på förnybar energi så att dessa blir ekonomiskt mer attraktiva. Bidragens storlek revideras årligen och kan alltså komma att minska då teknologiernas konkurrenskraft ökar på marknaden. Programmet startade 1999 och pågår fram till och med 2003. Nedan redovisas endast de regler som gäller för elproduktion från förnybara källor.

Lån på upp till 100 procent av investeringskostnaden kan medges. Lånen löper på 20 år med en fast ränta under 10 år men är inte subventionerade. Stödet får, till skillnad från solcellsprogrammet, inte kombineras med andra investerings- eller rörelsebidrag.

Biomassebaserade anläggningar

Elproduktionsanläggningar ges bidrag om 100 DM per kW installerad effekt. Maximalt bidrag är 4000 DM.

Biogasanläggningar

Bidrag i form av nedsättning av lån kan ges till anläggningar som utvinner biogas från jord- och skogsbruk, fiskerinäring samt livsmedelsproduktion för elproduktion eller kraftvärmeproduktion. Nedskrivningen görs med ett belopp som motsvarar mellan 15 och

20 procent av investeringskostnaderna och högst 300 000 DM (1 328 788 kr) per anläggning.

Småskalig vattenkraft

Bidrag medges till installation, utbyggnad eller reaktivering av vattenkraftsanläggningar upp till en installerad effekt av 500 kW. Bidraget består av ett engångsbelopp till nyinstallationer om 1500 DM per kW installerad effekt (6644 kr/kW). Vid utbyggnad eller reaktivering är bidraget 600 DM (2657 kr). Reaktiveringen förutsätter att anläggningen inte använts under minst tre år.

Solcellsanläggningar

Nätverkskopplade solcellsanläggningar i skolor med en minsta topp effekt på 1 kWp per modul kan få bidrag om 6000 DM (26 576 kr).

TYSKA STÖDSYSTEMET ENLIGT EG-RÄTTEN

Tvisten mellan Preussen Electra AG och Schleswig AG angående tolkningen av möjligheterna för elbolag att föra över kostnaderna för grön el på uppströms liggande företag, fick sin lösning under våren 2001⁵⁷. EG-domstolen uttalade sig i en preliminär bedömning och menade att de tyska ellagarna för betalning och kompensation inte är att betrakta som statsstöd. Inte heller kan det tyska stödsystemet sägas ha samma effekt som kvantitativa handels hinder enligt artikel 30 i EG-fördraget. Därmed gick EG-domstolen emot uttalandet av Generaladvokaten Jacobs, som året innan meddelade att stödsystemet var att betrakta som ett handelshinder. Nedan ges en översiktlig beskrivning av tvisten.

Enligt den tidigare ellagstiftningen i Tyskland (Stromeinspeisungsgesetz) var eldistributörerna skyldiga att köpa in all el från förnybara källor inom det egna upptagningsområdet till ett pris som beslutats av parlamentet. Om den gröna elen utgjorde mer än fem procent av bolagets totala elförsäljning, fick denna, från och

⁵⁷ Judgement of the Court 13 march 2001. Case C-379/98.

med 1998, föra över merkostnaden till nästa företag som låg ”uppströms” i produktions- och distributionskedjan.

EG-domstolens utslag gäller ett fall där Preussen Electra (uppströmsföretaget) gått till domstol för att få tillbaka pengar som man betalat ut till företaget Schlesweg som ligger nedströms i distributionskedjan. Schlesweg, som ägs av Preussen Electra till över 65 procent, har sin verksamhet i norra Tyskland där förutsättningarna för vindkraftsproduktion är mycket goda. Andelen vindkraft stod för 0,77 procent av Schleswegs totala omsättning i elförsäljningen under 1991. Denna andel hade ökat till 15 procent år 1998. De extra kostnader som drabbade företaget på grund av ellagstiftningens krav ökade från 5,8 miljoner DEM 1991 till 111,5 miljoner DEM 1998. Endast 38 miljoner DEM av dessa var enligt lagen Schleswegs ansvar och resten skulle hänföras till uppströmsföretaget Preussen Electra. Till saken hör också att Schlesweg inte var tillåten att lägga den ökade kostnaden på sina kunder.

Preussen Electra tog upp ärendet inför författningsdomstolen och hävdade att ersättningen som betalats ut till Schlesweg inte var giltig enligt EG-lagstiftningen och skulle betalas tillbaka. Preussen Electra menade att ändringen av lagen som gjordes 1998, då gränsen för kompensationsansvar sattes till 5 procent för företagen nedströms i distributionskedjan, stod i strid med artikel 92 i fördraget om förbud mot statliga stöd. Författningsdomstolen begärde då av EG-domstolen ett förhandsbesked för att kunna avgöra tvisten.

EG-domstolen säger i sin preliminära bedömning att kravet som ställs (ställdes) enligt den tyska lagstiftningen på privata elleverantörer att köpa el producerad av förnybara källor till ett fast minimipris inte innebär någon direkt eller indirekt överföring av statliga medel till producenterna av elen. Därför kan det heller inte anses vara något statligt stöd. Denna slutsats kan, enligt domstolen, heller inte undermineras av det faktum att staten får in lägre skatteintäkter då elleverantörerna som ställs inför kravet att köpa in den dyrare elen får en lägre vinst som därmed genererar lägre skatt till staten.

EG-domstolen yttrade sig även angående artikel 30 i Romfördraget som förbjuder alla åtgärder som har samma effekt på import som kvantitativa handelshinder. Detta gäller alla nationella åtgärder som direkt eller indirekt hindrar faktisk eller potentiell handel inom EU. EG domstolen fann att den tyska lagstiftningen inte stod i strid med artikel 30. Domstolen grundade sitt ställningstagande

på de regler om miljöhänsyn som står inskrivna i EU:s fördrag, att förnybar energi främjar en förbättrad miljö samt att elmarknaden fortfarande är under avreglering och att vissa hinder för handel därmed fortfarande accepteras mellan medlemsländerna.

Även om den tyska lagstiftningen på elområdet skrivits om genom den nya lagstiftningen om el från förnybara källor, är stora delar av lagstiftningen uppbyggd på liknande sätt och därför har även EG-domstolens utlåtande betydelse för nuvarande rättsläge.

KÄLLOR:

Act on Granting priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act) mars 2000.

Judgement of the Court 13 march 2001. Case C-379/98.

USA – TEXAS

ELMARKNADEN I TEXAS

En ökad marknadsöppning har underlättats efter införandet av en ny federal energilagstiftning, *Energy Policy Act*, 1992. Staten Texas lagstiftade 1999 om en avreglering av elmarknaden som ska vara genomförd 2002⁵⁸. Avregleringen förväntas leda till en ökad användning av förnybar el. Ett skäl till den förväntade ökningen är att producenterna är skyldiga att betala för utsläppsrätter enligt den federala miljölagstiftningen. Kostnaden för utsläppsrätten innebär att producenten av el från fossila källor måste internalisera den externa kostnaden för utsläpp av skadliga ämnen och koldioxid. Detta innebär i sin tur att kostnadsbilden förändras till fördel för el från förnybara källor. Dessutom finns konsumenter som efterfrågar förnybar el om de kan välja. Idag berättigade kunder, som industrier och andra kommersiella verksamheter, kan använda valet av grön el i sin marknadsföring.

Redan tidigare har Texas infört regler om öppet tillträde till nätet, särredovisning och inrättandet av en systemoperatör liknande de som den federala myndigheten för elfrågor⁵⁹ infört för

⁵⁸ *Senate Bill 7, SB 7*

⁵⁹ Federal Regulatory Commission, FERC

övriga delstater. Texas lyder inte under federal jurisdiktion i detta avseende, eftersom Texas har sitt eget stamnät.

I USA producerades under 1998 totalt nästan 3804 TWh el. Av dessa var drygt 377 TWh eller 10 procent el från förnybara källor. Av den förnybara elen stod vattenkraften för knappt 78 procent, biomassa för 17 procent och geotermisk el för fyra procent. Vindkraften uppgick till 0,8 procent av den totala mängden el från förnybara källor.

I Texas är den el som kommer från förnybara källor närmast obefintlig. Av de 355 TWh el som producerades 1998 var 0,5 procent vattenkraft. Elproduktion från övriga förnybara källor uppgick till 0,13 GWh eller 0,00003 procent av den totala elproduktionen i staten⁶⁰. I Texas är elproduktionen framför allt baserad på kol och gas, vilka stod för 45 procent och 41 procent vardera av den totala elproduktionen. Kärnkraften stod för 13 procent.

STÖDSYSTEMET

Staten Texas Renewable Energy Credit Trading Program, REC, som börjar fungera den 1 januari 2002, är ett system med certifierad grön elproduktion och en skyldighet att använda en viss andel sådan el. Plikten kan uppfyllas genom köp av gröna certifikat.

Syftet med programmet är följande.

- Att säkerställa att mängden el som produceras från förnybara energikällor i Texas kommer att öka med 2 000 MW och uppgå till minst 2 880 MW den 1 januari 2009.
- Att införa ett program med köp- och säljbara värdepapper för förnybara energikällor för att se till att den nya produktionskapaciteten baserad på dessa källor byggs på det mest effektiva och ekonomiska sättet.
- Att uppmuntra utvecklandet, uppbyggandet och drivandet av ny produktion baserad på förnybara energikällor på de platser i Texas, som har de bästa ekonomiska förutsättningarna att ta tillvara delstatens miljöanpassade resurser, att skydda och förbättra miljön i Texas och svara på allmänhetens efterfrågan på miljöanpassad energi.

⁶⁰ Här räknas endast elproduktion från förnybara källor från så kallade Utilities (se nedan för definition) in. Statistik som inbegriper även produktion i non-utilities har inte gått att få fram. Källa: Department of Energy

Den 1 juni 2001 har ett större pilotprojekt påbörjats, som omfattar hela avregleringssystemet, dit frivilliga anmält sitt deltagande för att pröva systemet. I projektet finns också en REC-del. Kommersiella aktörer har visat stort intresse för att delta i projektet medan hushållen har varit mer avvaktande.

Kraftproducenter som är berättigade att delta i programmet kan få REC:s för energi producerad från den 1 juli 2001, "early banking", för att öka likviditeten på REC- marknaden.

Aktörer på myndighetssidan

Public Utility Commission of Texas, PUCT, är delstatens tillsynsmyndighet och ansvarar för REC-programmets myndighetsfunktioner. PUCT har utfärdat föreskrifterna som styr programmet, certifierar (ackrediterar) produktionsanläggningar och beslutar om sanktioner. PUCT har också utsett den programadministratör som ska finnas enligt lagen. Den uppgiften har lagts på Electricity Reliability Council of Texas, ERCOT ⁶¹. Som programadministratör inom REC-programmet ska ERCOT hantera certifierade anläggningars REC-konton (se nedan), registrera kvotpliktsuppfyllelser och överlåtelser av certifikat, m.m.

Anläggningar som ingår

Anläggningar som tagits i drift tidigast den 1 september 1999 eller har en produktionskapacitet som är mindre än 2 MW får ingå i programmet.

Ett slags "surrogatcertifikat", REC *off-set*, för anläggningar som var i drift före den 1 september 1999 inrättas. Det gäller för 1 MWh förnybar el, liksom de reguljära REC, och kan ersätta ett sådant för att uppfylla kvotplikten, men kan inte handlas med som ett värdepapper.

⁶¹ ERCOT är ursprungligen ett samarbetsorgan för att säkra leveranssäkerhet, där producenter, nätägare, handlare och konsumentintressen, såväl organisationer som enskilda konsumenter, kan vara medlemmar. Det är också ett icke-vinstdrivande företag, som är systemansvarig på den texikanska elmarknaden.

Produktionstekniker/källor som berättigar till certifikat

Produktionsanläggningar för kraftslag enligt följande definition kan komma i fråga för certifiering: el baserad på en energikälla som förnyas naturligt på kort tid och utvunnen direkt eller indirekt från solen, från rörligt vatten eller annan naturlig rörelse eller mekanism i miljön. Här i innefattas energi från sol, vind, jordvärme, vatten, vågor eller tidvatten, biomassa eller biomassebaserat avfall, inklusive deponigas/biogas. Fossila bränslen och oorganiskt avfall ingår inte. En förnybar teknologi som kräver fossilt bränsle får inte använda det till mer än 2 procent av totala bränslebehovet. Anläggningar, byggda för fossila bränslen, som byggts om för att använda någon förnybar energikälla är inte berättigade.

Certifiering och kontroll

Produktionsanläggningar som är berättigade till REC:s och företag som får samla på sig REC:s måste ansöka om certifiering hos PUCT. Med certifieringen som grund inrättas ERCOT ett REC-konto för anläggningen/företaget. Kontot får ett eget anläggningsnummer som är konstant under hela dess livslängd, oberoende av eventuella ägarbyten eller namnändringar. Det är till för att kunna följa en programdeltagares produktion, försäljning, överföring, köp, och upphörande av REC:s. Ett konto som inte innehållit något REC på ett år, stängs av ERCOT efter en månads varsel. Alla enheter som genererar REC:s eller REC Offsets måste rapportera kvartalets produktion (MWh) till ERCOT inom 38 dagar efter varje kvartals utgång.

KVOTEN

Målet är att år 2009 uppnå en produktionskapacitet på ytterligare 2 000 MW el från förnybara källor utöver dagens produktion på 880 MW, alltså sammanlagt 2 880 MW. Det finns mål uppställda i absoluta tal för varje år mellan 2002 och 2019. Den totala produktionskapaciteten i Texas var 74 582 MW⁶² år 1998, så andelen från förnybara källor förblir relativt liten.

⁶² Uppgiften från statistik över delstaternas *Electricity Profiles*, tillgänglig på Energi-departementets hemsida, www.eia.doe.gov.

Kvotplikten ligger på konkurrensutsatta elhandlare.

Kvoten gäller för ett kalenderår, med avräkning senast den 1 april följande år. Den första kvotperioden utgörs av kalenderåret 2002 och kommer att följas av ytterligare 18 kvotperioder, vardera ett kalenderår lång. Programmet upphör den 31 december 2019.

Fördelning och kontroll av kvoter

ERCOT fördelar kvoter på deltagande elhandlare i procent av deras handelsvolym. Deltagande elhandlare måste lämna in förbrukningsdata månadsvis till ERCOT senast 38 dagar efter varje månads utgång. Endast el förbrukad av kunder i Texas ingår i den rapporterade mängden. ERCOT beräknar sedan förbrukningen per månad på grundval av dessa data.

Med början 2003, och varje år till och med 2020, ska ERCOT senast den 1 mars fördela REC-kravet för kvotuppfyllelse av föregående års kvot mellan de deltagande elhandlarna, på grundval av de data handlarna lämnat in.

Elhandlaren lämnar in sina certifikat för den gångna kvotperioden senast den 31 mars följande år till ERCOT, som dokumenterar att certifikaten upphört att gälla.

CERTIFIKAT

En REC eller ett certifikat är ett värdepapper som kan överlåtas och som motsvarar 1 MWh produktion från en certifierad produktionsanläggning som använder förnybara energikällor.

Anläggningar belägna utanför Texas kan bli certifierade för REC:s om a) den första mätpunkten för den anläggningen är belägen inom Texas och b) all produktion uppmätt i den aktuella inmatningspunkten i Texas stamnät kommer från den anläggningen.

En REC utfärdad från och med den 1 januari 2002 får som utgivningsdatum den kvotperiod, som utgörs av ett kalenderår, under vilket det är utfärdad. Livslängden för REC:s är tre kvotperioder. REC:s distribueras kvartalsvis och i efterskott av ERCOT till REC-anläggningar. Antalet REC:s som erhålls bestäms för varje anläggning av den fysiskt uppmätta produktionen i MWh. REC:s kan köpas och säljas, överföras samt upphöra att gälla. Handeln

med REC:s kan ske separat från handeln med energi. ERCOT skapar ett REC-konto/konton för den som vill delta i programmet.

Varje REC identifieras genom en nummerserie som ger information om utfärdandeår och -kvartal, typ av förnybar energi, anläggningens identitet samt mängden MWh producerad el under kvartalet i fråga. I princip ska produktionsanläggningar som mister sin ackreditering efter det inte få fler REC:s, men PUCT kan ge ERCOT en sådan instruktion. Utgivna REC kan dock användas som värdepapper under hela sin livslängd, se nedan.

Kvotplikten ligger på konkurrensutsatta elhandlare. Det finns två typer:

1. REP, *retail electric provider*, en leverantör som är registrerad som konkurrensutsatt handlare enligt lagstiftningen för avregleringen;
2. Kommunala *utilities*, produktions- eller distributionskooperativ⁶³, som normalt inte arbetar på kommersiella villkor, men som kan anmäla sig särskilt till att vara konkurrensutsatta i enlighet med lagstiftningen för avregleringen. De får då inte ta ut högre pris än marknadspris av sina "inlåsta" slutkunder och får inte ersättning för t.ex. icke återvinningsbara investeringar.

Certifikaten säljs av den som har några att sälja, antingen genom att ha producerat mer förnybar el än det egna behovet, genom att ha sparat (från tidigare produktionsår eller från *early banking*-perioden) eller genom att ha köpt på sig REC:s.

Utöver vad som sagts ovan under avsnitt om kvoten, finns möjligheten för vem som så önskar att köpa REC:s som värdepapper i förhoppningen att efterfrågan och därmed priset ska öka när datum för kvotuppfyllelse kommer närmare.

⁶³ Den amerikanska elmarknadens aktörer faller inom en av två kategorier, *utilities* och *nonutilities*. *Utilities* är antingen privata bolag eller offentliga organ som bedriver elproduktion eller nätverksamhet för allmänt bruk. Traditionellt har en *utility* haft monopol på distribution och eller försäljning inom i ett specifikt geografiskt område. En del har även *transmission*, överföring av el med spänningsnivåer mellan 138 och 765 kV. *Utilities* kan delas in enligt fyra ägarkategorier: privatägda (*investorowned utility, IOU*), federalt ägda, övriga offentligt ägda (oftast kommunala, *municipally owned utility, MOU*) eller kooperativa. I det sistnämnda fallet kan det vara slutkunderna i glesbygdsområden som tillsammans äger distributionsföretaget eller distributörer som tillsammans äger en produktionsanläggning och överliggande nät (eller del av). Som en femte underkategori räknas numera de fristående elhandlarna, som etablerats som en följd av avregleringen. *Nonutilities* är enbart producenter, dels för eget bruk, dels för försäljning till *utilities* eller andra köpare. För att godkännas kan krav ställas på t.ex. användande av CHP eller förnybara energikällor. I gengäld garanteras en *nonutility* som är en s.k. Qualified Facility avsättning för sin el till *utilities* till ett garanterat pris.

HANDEL MED CERTIFIKAT

Handeln med certifikat börjar fungera i och med att *early banking* tilläts från den 1 juni 2001.

Sanktioner

Den elhandlare som inte kan redovisa sin tilldelade kvot av certifikat, får betala en straffavgift, som uppgår till den summa som är lägst av \$ 50 eller 200 procent av det genomsnittliga priset för certifikat under det aktuella kvotåret. Redovisningen sker till ERCOT, som rapporterar vidare till PUCT, som har behörigheten att utfärda sanktioner.

Övervakning av handeln

Det är ERCOT som organiserar handeln med certifikat. Överlåtelsen av certifikat mellan två parter blir inte giltig förrän transaktionen registrerats där.

Handelsplats

Handelsplatsen blir sannolikt elektronisk.

Gränsöverskridande certifikathandel

I det material som funnits att tillgå nämns inte handel över gränserna, vare sig från andra delstater eller från Mexiko.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM OCH ÖVERGÅNG

Federala förslag om certifikatsystem

Det har under senare år lagts fram ett flertal förslag angående gröna certifikat på federal nivå i USA, Renewable Energy Portfolio Standards, men inget har ännu antagits. Nyttillträdde President Bush har inte inkluderat något sådant system i det budgetförslag som lades fram våren 2001.

Det har funnits skillnader i de framlagda förslagen, framför allt när det gäller storleken på hur mycket el från förnybara källor som ska krävas, tid för programmet, definitionen på berättigade produktionsanläggningar och huruvida det ska införas något pristak för certifikaten. Clintonadministrationens förslag om certifikatsystem som lades fram för Kongressen i april 1999, inom ramen för ett lagförslag om elmarknaden⁶⁴, innebar krav på att inneha certifikat för alla amerikanska elleverantörer. Detta förslags framtid får betraktas som osäkert.

Federala stödsystem

I USA finns ingen enhetlig struktur för stöd till småskalig elproduktion från förnybara källor, utan delstaterna initierar egna program utifrån federalt uppställda riktlinjer⁶⁵. I flertalet delstater finns två former av stödsystem, men de varierar inbördes. Dels finns finansiella stödprogram som riktar sig till forskning och utveckling av förnybar el samt till producenter och konsumenter som väljer att köpa förnybar el. Dels finns också regleringar av sammansättningen av produktionsteknologier. Stater som Connecticut, Pennsylvania, New Jersey och Texas har program där minst en procent av elproduktionen ska vara förnybar år 2003 och minst fyra procent år 2009.

De nedan angivna programmen är nationella, men är frivilliga för varje delstat att delta i.

En miljon solcellstak

Ett nationellt program för solenergi initierades 1997 och har som målsättning att solceller- och/eller fångare ska finnas på en miljon hustak runt om i USA år 2010. Under år 2000 avsatte Department of Energy (DOE) 500 000 dollar till en fond, ur vilken delstaterna kunde söka medel för att starta samarbetsprojekt med lokala entreprenörer, eldistributörer, organisationer och lokala myndigheter. Offentliga byggnader såsom skolor, bibliotek och myndig-

⁶⁴ Comprehensive Electricity Competition Act, förslag lagt inför Kongressen den 15 april 1999.

⁶⁵ Uppgifterna nedan är hämtade ur Stöd till småskalig el- och värmegenerering från förnyelsebara energikällor i USA. Rapport från Los Angeles på uppdrag av Energi-myndigheten, Kristina Öhrvall, januari 2000, Sveriges tekniska Attachéer.

heter prioriteras och 10–25 projekt förväntades få mellan 10 000 och 50 000 dollar vardera. I övrigt förväntades varje stat organisera program för finansiella stöd.

Förutom ovannämnda program involveras delstaterna i en mängd projekt inom såväl forskning som installation av utrustning. Skattereduktioner, investeringsbidrag och nedskrivningar av lån för investering av utrustning kan sökas på delstatlig nivå. Ett system har också införts i 18 delstater vilket innebär att överskott av el som genereras genom solceller kan säljas tillbaka till elleverantören och därmed reducera elkostnaden för kunden. För detta krävs emellertid elmätare med funktion som klarar detta.

Vindkraft

Wind Powering America är ett långsiktigt projekt som startade 1999 med målsättning att 5 procent av USA:s elbehov ska genereras av vindkraft år 2020. Detta ska jämföras med 0,08 procent år 1997. Projektet har en budget på 1,2 miljarder dollar och kommer att dela ut medel till bland annat utveckling av turbiner, kraftöverföring anpassad för vindkraft, kompetensutveckling och geografiska studier.

Texas

Det nu aktuella systemet med REC:s är det första stödet i stor skala som ges till förnybar el i Texas. Ett mindre stöd ges i form av en skatterabatt för egenproducenter, som använder sol- och vindkraft. De får en skattenedsättning för den del av värdet av sina tillgångar som hänför sig till installationer och apparater som används i sådan produktion⁶⁶.

Omställningsfond – System Benefit Fund

Omställningsfonden System Benefit Fund har inrättats för att hantera vissa specifika frågor i samband med omställningen till en avreglerad elmarknad. Fonden ska kompensera stat, skoldistrikt

⁶⁶ Texas Tax Code. Chapter 11. Taxable Property And Exemptions, § 11.27, hämtade från www.capitol.state.tx.us/statutes.

och låginkomsttagare för sämre villkor som uppkommit genom avregleringen av marknaden. Fonden finansieras genom en avgift per förbrukad kWh.

Skatterabatter

Ett företag kan göra avdrag i bolagsskatten för solenergi-, vindkrafts- och biomasse-anläggningar på ettdera av två sätt: 1) den totala kostnaden för systemet kan dras av från företagets beskattningsbara tillgångar eller 2) 10 % av kostnaderna för systemet dras av från företagets inkomster. Det finns ingen övre gräns för detta stöd. Fastighetsägare, inklusive enskilda hushåll, beskattas inte för det ökade värde en solenergi- eller vindkraftsanläggning tillför fastigheten.

Ett företag vars hela verksamhet består i att tillverka, sälja eller installera solenergianläggningar är undantagna från bolagsskatt. Det finns ingen övre gräns för detta stöd, som är det enda i sitt slag i USA.

Styrande regelverk

Delstatslagar kräver att delstatsadministrationen vid byggnation jämför kostnaderna för olika energikällor. Om det är ekonomiskt genomförbart ska det förnybara alternativet väljas, även om det inte är ekonomiskt fördelaktigt.

REP måste i sin information till kunderna (Electricity Facts) ange energikällan till den el de säljer samt specificera de luftutsläpp som elen ger upphov till.

Netto-mätare

Utilities i Texas måste erbjuda kunder som har en anläggning som producerar upp till 50 kW el från förnybara källor – sol, vind, vatten (även tidvatten och vågkraft), biomassa, deponigas och geotermisk el – en särskild mätare, som mäter elflödet åt båda håll, "Net metering". Syftet är att det enskilda hushållet genom egenproduktion från förnybara energikällor ska kunna minska sina kostnader för el.

KÄLLOR:

Public Utility Commission of Texas. Chapter 25 Substantive Rules Applicable to Electric Service Providers, hämtade från www.puc.state.tx.us/rules.

ERCOT Protocols, Section 14: Renewable Energy Credit Trading Program hämtade från [www.ercot.com /ERCOT Quick Links/sök: Protocols](http://www.ercot.com/ERCOT%20Quick%20Links/sök:Protocols).

The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update, Rapport från Energy Information Administration (U.S.A:s Energidepartement), som finns på www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/pubs.html. (Kapitlet om Texas avreglering finns på sid. 85, men även en del annat bakgrundsmaterial kommer från rapporten.)

2001 Scope of Competition in the Electric Industry of Texas – Report to the 77th Texas Legislature by The Public Utility Commission of Texas, January 2001, hämtad från www.puc.state.tx.us/electric/reports/index.cfm. (Avsnitt 6)

ÖSTERRIKE**ELMARKNADEN**

I december 2000 antogs en ny ellagstiftning för Österrike. Enligt denna ska elmarknaden i Österrike vara helt avreglerad och öppen för konkurrens från oktober 2001. Samtidigt med avregleringen av elmarknaden har man även gjort en översyn av villkoren för el från förnybara källor. I samma lag fastslås även en kvot om 8 procent för el från små vattenkraftverk samt att producenter får sälja certifikat.

Den österrikiska ellagen definierar sex allmännyttiga tjänster, varav två rör el från förnybara källor. Förnybar el har enligt lagen prioriterat tillträde till elnätet. Dessutom finns ett förbud för köp av el från anläggningar som inte uppfyller EU:s miljökrav. Vidare ska distributörer på regional nivå se till att tre procent av elanvändningen år 2005 kommer från anläggningar som producerar el från biomassa/biogas, geotermisk el, vind eller sol.

Elproduktionen i Österrike baseras till ungefär 70 procent på vattenkraft och 30 procent på värmekraft, där en majoritet av kraftverken använder naturgas. Ungefär 25 procent av den totala elproduktionen baseras på kraftvärme inklusive industrins egenproduktion. Av den totala förnybara elen stod vattenkraften för nära 96 procent år 1998. Biomassa stod samma år för fyra procent av den gröna elen. Vindkraften i Österrike är marginell och uppgick detta år till 45 GWh.

STÖDSYSTEMET

Enligt ett ursprungligt förslag skulle ett certifikatsystem gälla för el från samtliga nya förnybara källor. Förslaget bemöttes emellertid med hård kritik och modifierades så småningom så att endast småskaliga vattenkraftsanläggningar omfattas. Systemet ska starta i oktober 2001.

Berättigad elproduktionsteknik – småskalig vattenkraft

Certifikatsystemet ska omfatta alla vattenkraftsanläggningar, oavsett byggnadsår, under förutsättning att anläggningen har en effekt på upp till 10 MW. Det åligger regeringarna i den nio regionerna att certifiera berättigade anläggningar. I praktiken ska certifieringen handhas av den nyinrättade elövervakningsmyndigheten, Elektrizitäts Controll GmbH. Godkända företag eller organisationer kan i sin tur anlitas för att bedöma om produktionsanläggningar uppfyller de krav som ställs för certifiering.

I den nya ellagen⁶⁷ som antogs i december 2000 anges rambestämmelser för stödsystemet med överlåtbara gröna certifikat för småskalig vattenkraft. Här anges när systemet ska införas samt att kvoten för el från småskalig vattenkraft ska uppgå till 8 procent. Regeringarna i landets nio regioner ska fastställa de genomförandebestämmelser som ska gälla i respektive region.

På uppdrag av ministeriet för jordbruk, skogsbruk, miljö och vattenbruk har en studie genomförts avseende sambandet mellan energimarknaden och miljöskydd⁶⁸. I studien undersöks kopp-

⁶⁷ Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz – ELWOG 2000.

⁶⁸ Rapportens titel är "Energimarknad och miljöskydd: utvärdering för Österrike" och har tagits fram av energimyndigheten i Österrike, Energieverwertungsagentur – EVA, och Institutet för energiekonomi vid Tekniska högskolan i Wien

lingar mellan en avreglerad elmarknad och energiproduktion från förnybara källor. I rapporten ges även en rad rekommendationer inför några av de detaljvillkor för certifikatsystemet som ska fastställas av de regionala regeringarna.

Fasta priser för annan el från förnybara energislag

I Österrike gäller köpplikt med fasta minimipriser för vindkraft, solet, inhemsk biomassa, biogas, deponigas, rötgas och geotermisk energi enligt regionala bestämmelser, se nedan. Även dessa källor skulle ursprungligen omfattas av det nya certifikatsystemet. Anledningen till att endast småskalig vattenkraft kom att omfattas av ett certifikatsystem är att stöd genom köpplikt och fastpriser inte har slagit väl ut för småskalig vattenkraft.

KVOTEN

Andelen el från småskalig vattenkraft uppgår beroende på beräkningsmetod till ungefär 7–7,5 procent. Basen för beräkning av kvoten är den totala inhemska elanvändningen exklusive pumpkraft. Den federala regeringen har fastställt att kvoten på 8 procent ska gälla från oktober 2001.

I de federala rambestämmelserna anges ingen särskild tidsbegränsning för hur länge denna kvot ska gälla. Dynamiken genom ökad efterfrågan på el från småskalig vattenkraft väntas komma genom att elanvändningen ökar. Elanvändningen väntas öka med 1–2 procent årligen.

För att övervaka elmarknaden inrättas i samband med elreformen två nya oberoende myndigheter. Med oberoende avses att de inte ska kunna styras från näringsministeriet. Det ena organet är en fristående statlig elövervakningsmyndighet, Elektrizitäts Controll GmbH. Denna ska bland annat certifiera berättigade elproducenter, övervaka certifikat-handeln, kontrollera att utgivning av gröna certifikat inte missbrukas och övervaka kvotuppfyllelse.

Den andra nya myndigheten är ett övervakningsråd, Controll Kommission. Övervakningsrådet ska utgöras av tre personer som på deltid övervakar elövervakningsmyndighetens arbete.

Hur hantera variationer i utbud?

Utbudet av kvalificerad el på kort sikt är framför allt väderberoende och i utvärderingsrapporten ges tre förslag för att hantera variationer i utbudet. Det första innebär att certifikaten ska ha en längre giltighetstid än 1 år, dvs. att det är möjligt att spara certifikat. Denna åtgärd fungerar emellertid inte om certifikatssystemet inleds med flera torrår.

Det andra förslaget innebär att certifikatens värde kopplas till normalårsproduktion av vattenkraft genom omräkning med en standardiseringsfaktor. En nackdel är att certifikatens värde blir oklar och inte kan fastställas förrän vid periodens slut.

Ett tredje förslag är att kvotplikten kopplas till normalårsproduktion för vattenkraft, dvs. en slags normalårskorrigerad kvotplikts storlek. Också detta alternativ innebär vissa avsteg från ett tydligt och transparent system men eftersom certifikatets värde är konstant finns fortfarande möjligheten att spara och handla med certifikat. I utvärderingsrapporten rekommenderas i första hand att certifikatens giltighetstid inte ska begränsas.

I den nya federala ellagstiftningen ges emellertid inga anvisningar om hur variationer i väderberoende vattenkraftproduktion och därmed förutsättningen för kvotuppfyllelse ska hanteras.

CERTIFIKAT

Ett certifikat ska motsvara 100 kWh eller en multipel av 100 kWh. Avräkning av att konsumenten eller elhandlaren innehar rätt antal certifikat ska i princip ske en gång per år. Men även här ges länderna möjlighet att besluta om detta på regional nivå.

Det har diskuterats att en kort giltighetstid för certifikaten medför att utbudet av kvalificerad elproduktion i praktiken blir konstant. Utbyggnad och effektivisering sker endast i begränsad omfattning på kort sikt så att utbudskurvan för kvalificerad elproduktion framför allt beror på variationer i väderleken. För att nå bättre prisstabilitet och en handel som är mer jämnt fördelad över kvotperioden har det rekommenderats att det ska vara möjligt att spara certifikat, *banking*, att låna certifikat samt att medel från en särskild fond vid behov används för att ingripa på marknaden.

I de federala rambestämmelserna anges inte om certifikaten ska kunna sparas eller utfärdas innan den fysiska elproduktionen skett. Det åligger de nio regionerna att besluta om detta.

Övervakning och sanktioner

Den nätägare som äger nätet där el från berättigad småskalig vattenkraft matas in ska garantera att utgivna certifikat motsvaras av el som producerats vid certifierad småskalig vattenkraftanläggning. Det åligger ägaren av produktionsanläggningen att se till att nödvändig mätutrustning installeras.

Utgivning, överlåtelse av certifikat och avräkning av certifikat ska handhas elektroniskt. Elövervakningsmyndigheten, Elektrizitäts Controll GmbH, ska övervaka att hanteringen av certifikat sker i enlighet med bestämmelserna. Vid missbruk utgår ett högt vite och dessutom förlorar producenten certifiering som berättigad anläggning samt rätten att utfärda certifikat.

Kvotpliktiga

Slutkonsumenten är skyldig att visa att 8 procent av den el som konsumerats kommer från inhemska småskaliga vattenkraftsanläggningar. Konsumenten visar att skyldigheten fullgjorts genom att uppvisa rätt antal certifikat.

I praktiken är det elhandelsföretagen som är skyldiga att se till konsumenterna uppfyller kvotkravet. Elhandelsföretagen ska redovisa certifikaten till elövervakningsmyndigheten.

HANDEL MED CERTIFIKAT

Den federala ramlagen innehåller inga prisbestämmelser om minsta respektive högsta pris som ska tillåtas för certifikaten. Om kvotkraven om 8 procent inte uppfylls ska en straffavgift betalas. Straffavgiften ska utgöra mellanskillnaden mellan elpriset och det genomsnittliga elproduktionspriset för el från småskalig vattenkraft. Straffavgiftens exakta nivå ska fastställas i de regionala genomförandebestämmelserna.

Medlen från straffavgiften går in i en fond. Fondmedlen ska användas för att främja elproduktionsanläggningar som använder förnybara källor.

Handeln ska övervakas av elövervakningsmyndigheten. De närmare bestämmelserna för handeln ska fastställas på regional nivå. Det har ännu inte fastlagts om handeln ska ske via en börs, via mäklare och/eller bilateralt.

Systemet avser explicit vattenkraft från småskaliga inhemska anläggningar. Det betyder att utländsk småskalig vattenkraft inte berättigar till certifikat. Dessutom godkänns inte utländska certifikat för kvotuppfyllelse.

KOMPLETTERANDE STÖDSYSTEM OCH ÖVERGÅNG

Enligt den nya ellagen från 2000 anges även fasta kvoter för andelen förnybar el i förhållande till den totala elanvändningen i landet. Kvoten ska öka med 1 procentenhet vartannat år enligt följande schema:

Tidpunkt	Minsta andel – kvot
1 oktober 2001	1 %
1 oktober 2003	2 %
1 oktober 2005	3 %
1 oktober 2007	4 %

De källor för elproduktion som är berättigade att delta i systemet är fast och flytande biomassa, biogas, röt- och deponigas, geotermisk el, vindkraft och solel.

För att dessa mål ska kunna nås gäller för alla nya förnybara elproduktionskällor utöver småskalig vattenkraft i Österrike köplikt i kombination med fastprisstöd. De fasta ersättningarna varierar för olika produktionsteknologier. Vidare fastställs ersättningsnivåerna på regional nivå, vilket innebär ersättningsnivåerna skiljer åt sig i olika länder i Österrike. Dessutom gäller olika ersättningsnivåer beroende på årstid (sommar respektive vinter) samt tid på dygnet (dag, natt respektive helg).

KÄLLOR

http://www.agores.org/POLICY/NAT_STRATEGY/MEMBERS/OS/default.htm

Sammanställning om stöd, endast på tyska.
<http://www.eva.wsr.ac.at/esf/index.htm>

Rapporter:

Energimarknad och miljöskydd: utvärdering för Österrike, „Energiebinnenmarkt und Umweltschutz: Evaluierung für Österreich“, Institutet för energiekonomi, Tekniska högskolan i Wien, Österrike

Reinhard Haas (ed.), Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU Countries, Joint report by the cluster "Green electricity" co-financed under the 5th framework programme of the European Commission, December 2000.

UTVECKLINGEN INOM EU

EU:S VITBOK OM ENERGI FRÅN FÖRNYBARA KÄLLOR

Vitboken om förnybar energi omfattar en gemenskapsstrategi och en handlingsplan för att öka användningen av förnybara energikällor. Målet är att dessa energikällor ska svara för 12 procent av den totala energianvändningen inom EU år 2010. Det motsvarar ungefär en fördubbling i förhållande till dagens nivå. Elsektorn svarar för ungefär 40 procent av den totala energianvändningen inom EU. För att nå det uppsatta målet om en fördubblad användning av förnybara energikällor krävs en kraftig ökning av förnybara källor för elproduktion. Förslaget till direktivet för att främja elproduktion baserad på förnybara energikällor (se ovan) är ett steg. Andra instrument (se ovan) är delar i ramprogram för FoU (inklusive demonstration), ALTENER-programmet samt upptaktskampanjen för förnybara energikällor, Campaign for Take-Off.

Länk till vitboken:

http://europa.eu.int/en/comm/dg17/599fi_en.htm

DIREKTIV OM FÖRNYBAR EL

I maj 2000 presenterade EU-kommissionen ett förslag till direktiv för att främja el från förnybara källor. Direktivet anger som mål att öka andelen el baserad på förnybara källor, RES-E), från knappt 14 procent år 1997⁶⁹ till 22 procent år 2010. Det övergripande målet för EU har fördelats med specifika målsiffror för varje medlemsland. Dessutom behandlar direktivet en definition för RES-E, ett framtida stödsystem, ursprungsgarantier och nätfrågor. Direktivet ska beslutas i medbeslutsförfarande mellan ministerrådet och Europaparlamentet (EP). Ministerrådet kunde i december år 2000 nå en politisk överenskommelse. EP och rådet har under sommaren 2001 kunnat enas om direktivförslaget utan förlikning. Direktivet kommer formellt att antas av ministerrådet i september 2001 och träder i kraft i samband med att det publiceras i Europeiska gemenskapens officiella tidning, EGT.

Kommissionens förslag till direktiv:

http://europa.eu.int/eur-lex/sv/com/dat/2000/sv_500PC0279.html

Dokument rörande Ministerrådets ståndpunkter:

<http://register.consilium.eu.int/pdf/en/01/st05/05583en1.pdf>

<http://register.consilium.eu.int/pdf/en/01/st05/05583-r1en1.pdf>

<http://register.consilium.eu.int/pdf/en/01/st03/03648en1.pdf>

Texter antagna av Europaparlamentet:

http://www.europarl.eu.int/guide/search/docsearch_sv.htm#texts

EU:S STATSSTÖDSREGLER

År 1994 antog den Europeiska kommissionen gemensamma riktlinjer om statsstöd för miljöskydd. Åtgärder på miljösidan har utvecklats sedan dess, inte minst efter antagandet av Kyoto-protokollet. Flera medlemsländer har ökat statsstöden inom energisektorn, t.ex. genom skattelättnader.

Sedan den 1 januari 2001 gäller nya riktlinjer som ska underlätta sådana åtgärder. Enligt bestämmelsernas principer ska kostnader för miljöskydd "internaliseras" i företagens produktionskostnader och priserna ska omfatta eventuella negativa externa effekter från produktion eller marknadsföring. Bestämmelserna omfattar

⁶⁹ Andelen el från förnybara källor skiljer sig här från den som anges under statistikavsnittet ovan. Det beror på att statistiken enligt direktivförslaget beräknar andelen el från förnybara källor i förhållande till den totala *elanvändningen*. Statistiken ovan visar andelen el från förnybara källor i förhållande till den totala *bruttoelproduktionen*.

förnybara energikällor, el från förnybara energikällor och miljöskatter. Som miljöstöd räknas i vissa fall investeringar och driftstöd för att spara energi, kraftvärme och främjande av energi från förnybara källor.

Se även kapitlet om Tyskland, avsnittet Tyska stödsystemet enligt EG-rätten.

Länk till bestämmelser för statsstöd till miljöskydd:

http://europa.eu.int/eur-lex/sv/dat/2001/c_037/c_03720010203sv00030015.pdf

RECS OCH ANDRA INITIATIV

Utöver de stödsystem med gröna certifikat som utarbetas i enskilda länder pågår en rad projekt eller initiativ av mer övergripande karaktär: RECS, RECERT, ELGREEN och INTRACERT.

RECS

Beteckningen står för Renewable Energy Certificate System, RECS. Initiativ till projektet togs i början av år 1999 av aktörer inom energiindustrin. Numera deltar över 50 organisationer och företag. Verksamheten samordnas av energiindustriföretagen EnergiNed (NL), DEF (DK), ENEL (I), Electrabel (B), HEW (D) och Enfo (N).

Den bärande idén är att de nationella systemen med gröna certifikat kan och bör harmoniseras. Många av de frågeställningar som måste hanteras när enskilda stater bygger upp ett system för handel med gröna certifikat är likartade. Arbetet kan effektiviseras om länderna hjälps åt. Några av dessa likartade frågeställningar är exempelvis vilka energikällor som ska ingå i systemet, vilken information certifikaten ska innehålla, certifikatens livslängd osv. RECS ska fungera som en plattform för informationsutbyte kring dessa frågor för berörda aktörer, både bland företag och regeringar.

Ytterligare information finns via:

<http://www.recs.org>

RECERT

Beteckningen står för The European Renewable Electricity Certificate Trading Projekt, RECerT. Projektet är delfinansierat genom den Europeiska kommissionens femte ramprogram för forskning och utveckling. Projektet drivs av det brittiska konsultföretaget Energy for Sustainable Development, ESD. Dessutom är ytterligare 26 parter från olika EU-länder involverade.

Det övergripande målet är att bidra till att nå det indikativa målet enligt vitboken för förnybar energi att förnybara energikällor år 2010 ska stå för 12 procent av den primära energitillförseln, se ovan. Syftet med RECerT är att marknadsutvecklingen samordnas, att information och kunskap sprids samt att hinder för handel av förnybara energikällor bland medlemsländerna minimeras.

Verksamheten är inriktad på att sprida information om ett nytt marknadsinstrument, dvs. RECS eller överlåtbara gröna certifikat. Detta har skett genom anordnande av seminarier i olika EU-länder. Dessutom pågår under våren 2001 ett internationellt, webbaserat simuleringsspel för handel med gröna certifikat. Syftet är att visa att systemet kan fungera i praktiken.

Ytterligare information nås via:
<http://recert.energyprojects.net>

ELGREEN

Forskningsgruppen utgörs av Institutet för energiekonomi vid Tekniska Högskolan i Wien (IEW), IT-Power Ltd, FhG-ISE och KEMA. Projektet är delfinansierat genom den Europeiska kommissionens femte ramprogram för forskning och utveckling.

Syftet med detta projekt är att utforma en modell för en europeisk handel med gröna certifikat. Därför ska en ansats utarbetas för att stegvis harmonisera de olika instrumenten som för närvarande tillämpas i olika länder.

Delmålen för projektet är många och omfattar bland annat att framgången för de olika stödformerna som för närvarande tillämpas i EU:s medlemsländer ska analyseras. Vidare ska kompatibilitet av olika ansatser, tillträde till elnätet, olika grad av marknadsöppning och mellanstatliga begränsningar analyseras. Dessutom ska en modell för en grön elbörs utvecklas och budgivningsstrategier för aktörer på denna elbörs utarbetas. Kostnader och vinster av

handel med gröna certifikat ska uppskattas för EU:s medlemsländer, för konsumenter och producenter. Slutligen ska rekommendationer för harmonisering av regler för nättillträde och överföring samt handlingsplaner tas fram.

INTRACERT

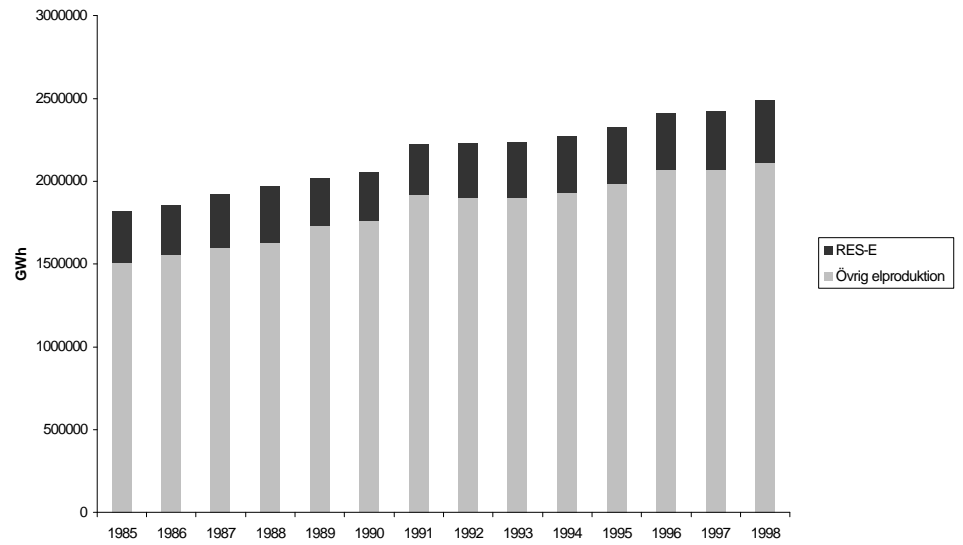
Forskningsparterna är ECN, University of Warwick, Centre for European Economic Research – ZEW, Risø National Laboratory och UAM. Projektet är delfinansierat genom den Europeiska kommissionens femte ramprogram för forskning och utveckling.

Målet för verksamheten är att undersöka potentialer och konsekvenser av ett internationellt system för handel med gröna certifikat med avseende på EU, nationella policyåtgärder för förnybar energi respektive klimatpolitiken. Därvid ska särskilt följande områden belysas: möjligheten att kombinera gröna certifikat för el, värme och gas, att koppla gröna certifikat till andra befintliga marknadsinstrument, särskilt överlåtbara utsläppsrätter samt möjliga marknadsstörningar och konsekvenser om överlåtbara utsläppsrätter och gröna certifikat utformas på ett felaktigt sätt.

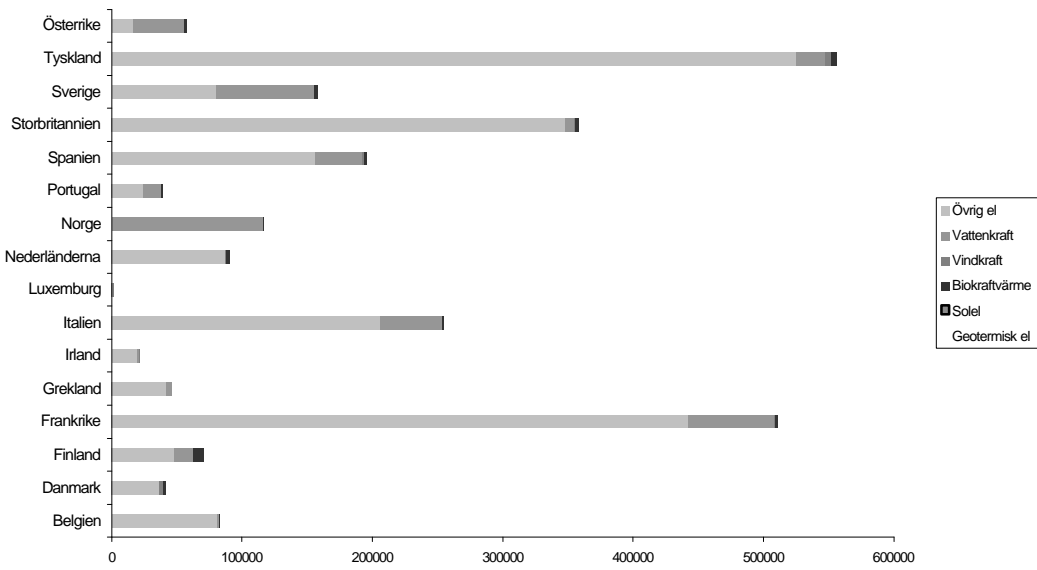
STATISTIK ÖVER EL FRÅN FÖRNYBARA KÄLLOR 1985–1998

Inom EU som helhet har bruttoproduktionen av el från förnybara källor, RES-E, ökat med närmare 20 procent mellan åren 1985–1998. Under samma period har den totala bruttoproduktionen av el ökat med 37 procent. Andelen el från förnybara källor var år 1985 drygt 17 procent och år 1998 ungefär 15 procent. I de flesta länder i Europa är det vattenkraft som står för merparten av elen från förnybara källor.

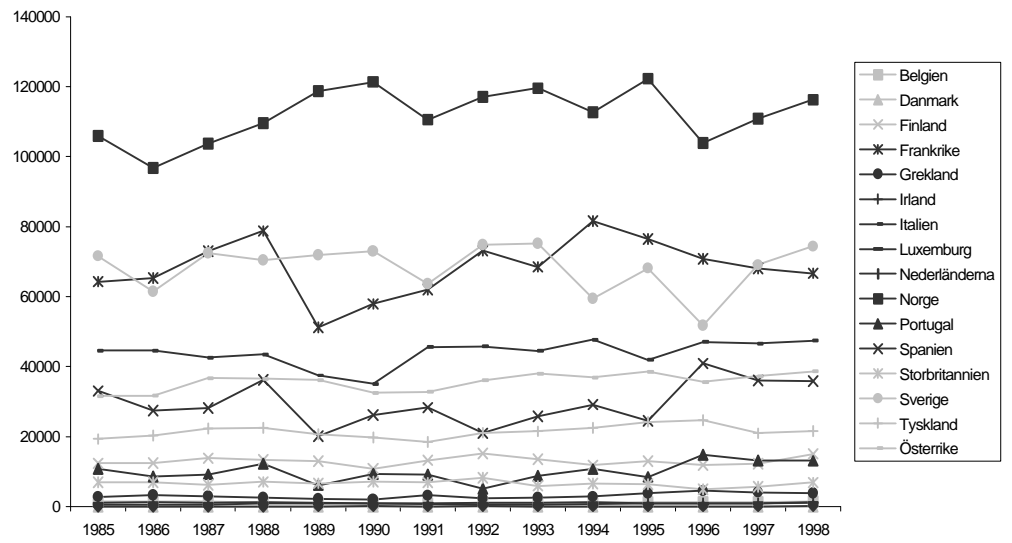
Figur 1 Elproduktion inom EU mellan åren 1985–1998, brutto, GWh.



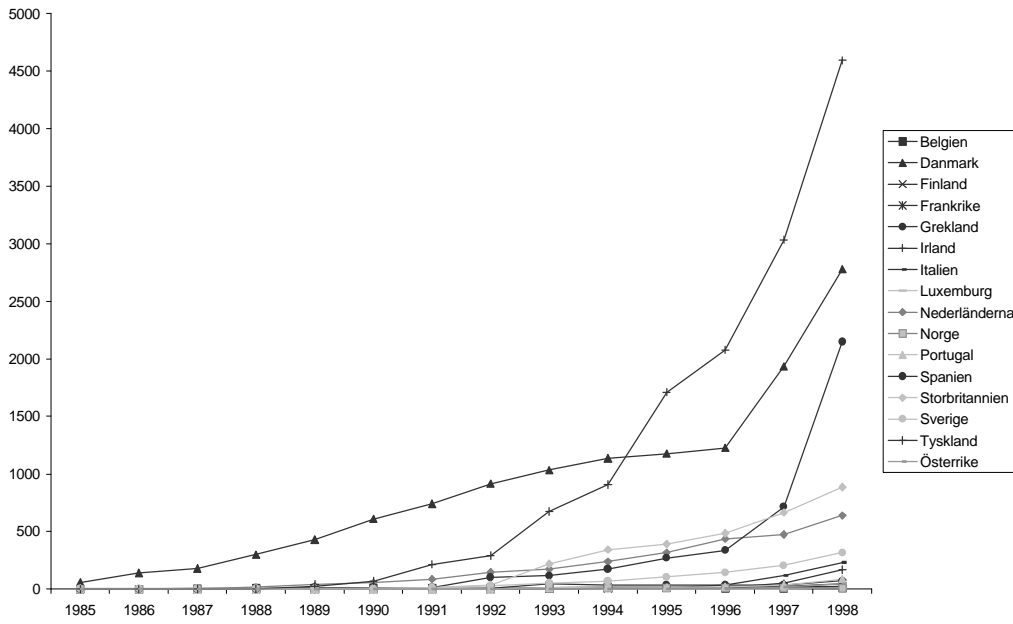
Figur 2 Elproduktion inom EU och Norge år 1998, brutto, GWh.



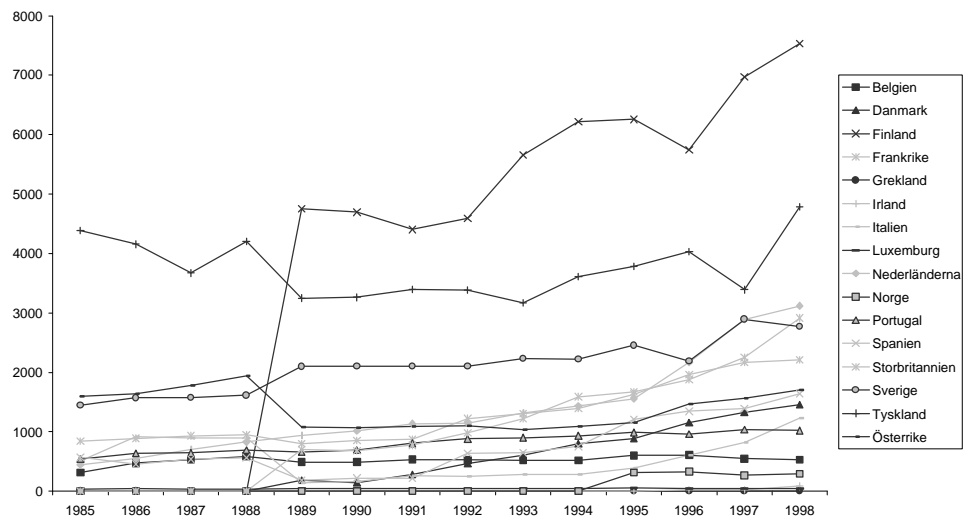
Figur 3 Vattenkraft i Europa 1985–1998, GWh.



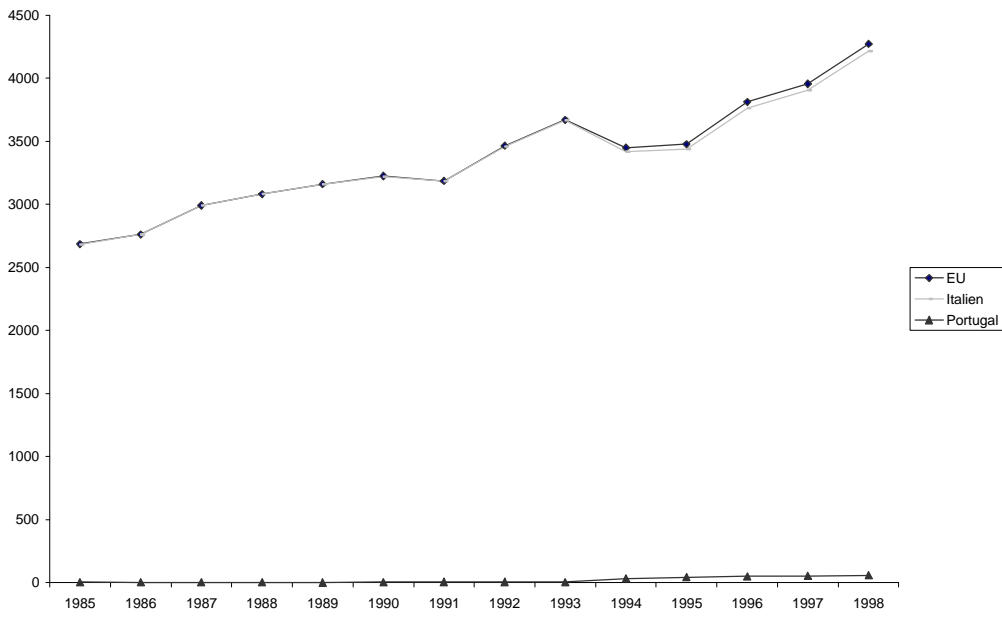
Figur 4 Vindkraft i Europa 1985–1998, GWh



Figur 5 Biovärmekraft i Europa 1985-1998, GWh.



Figur 6 Geotermisk el i EU 1985-1998, GWh.



Källa: Eurostat.

Bilaga 4A

Prisdannelsen i et grønt sertifikatmarked

ECON-notat nr. 60/01, Prosjekt nr. 35320
KLM/pil, JBR, 5. september 2001

Offentlig

ECON Senter for økonomisk analyse
Postboks 6823 St. Olavs plass, 0130 Oslo. Tlf: 22 98 98 50,
Faks: 22 11 00 80, <http://www.econ.no>

Innhold:

1	Innledning	143
2	Grønne sertifikater eller anbudskonkurranser	144
3	Synspunkter på spørsmålene.....	145
3.1	Hva innebærer markedsrett?	145
3.2	Hvilken utstrekning kan markedsrett få?	148
3.3	Hvordan vil prisdannelsen fungere?	150
3.4	Hva blir volum, omfang og likviditet i markedet?	151
3.5	Kostnadseffektivt for å redusere CO ₂ -utslipp?.....	152
4	Konklusjoner	153

1 Innledning

ECON har på oppdrag for Elcerth-utredningen utredet spørsmålet om hvordan innføringen av et grønt sertifikatmarked i Sverige vil påvirke det ordinære kraftmarkedet. Resultatene fra dette oppdraget er dokumentert i ECON-rapport 51/01. I tillegg har ECON fungert som "bollplank" for Elcerth-utredningen omkring noen spørsmål, primært relatert til prisdannelsen i et slikt sertifikatmarked:

1. Vad innebär "marknadsmakten" på marknaden för el från förnybara energikällor?
2. I vilken utsträckning kan vi vänta oss att enskilda producenter (företag) genom marknadsaktioner försöker och kan påverka priset i märkbar omfattning?
3. Hur kommer prisbildningen att fungera (begränsat till den svenska marknaden)?
4. Vilken volym, omfattning och likviditet kan certifikathandeln förväntas få på den svenska marknaden?
5. Hur mycket skiljer sig certifikathandeln som metod för att reducera CO₂-utsläpp i kostnadseffektivitet från den/de mest effektiva metoderna för sådana åtgärder?

Dette notatet er en oppsummering av ECONs kommentarer omkring disse spørsmålene. Av hensyn til oppdragets begrensede omfang er dette ikke å betrakte som en full utredning, men snarere oppsummering av en diskusjon mellom ECON og Elcerth-utredningen den 14. august 2001. På dette møtet ble det også diskutert å ha en overgangsordning med anbuds konkurranse på støtte til kraftproduksjon basert på ny, fornybar energi. Også en slik ordning er kort diskutert i dette notatet. Vi har først et kort kapittel der vi redegjør for vårt syn på hvor like de to ordningene kan være.

2 Grønne sertifikater eller anbudskonkurranser

Hensikten med å innføre et marked for grønne sertifikater må være å stimulere til økt produksjon av el basert på nye, fornybare energikilder. Markedsløsningen er tiltrekkende for å sikre kostnads-effektivitet. Vi mener at et godt utformet anbudssystem kan bli svært likt et marked med grønne sertifikater.

Enten man lager et marked for grønne sertifikater eller anbudskonkurranser er det viktig å lage en god design. I hovedtrekk mener vi at man kan oppnå de samme egenskapene med begge ordningene:

- Verken et sertifikatmarked eller anbudskonkurranser trenger å skille mellom ulike teknologier som tilfredsstillt kravet til grønn el.
- Verken et sertifikatmarked eller anbudskonkurranser trenger å skille mellom ulike produsenter eller land. Svenske myndigheter kan velge å la spanske produsenter få utstede sertifikater eller delta i anbudskonkurranser. Så lenge EU, eller en majoritet av EU-landene ikke har et felles system burde ikke handelsgevinster tale til fordel for noen av systemene.
- Både sertifikatmarked og en anbudskonkurranse slik de er tenkt vil diskriminere investeringer i enøk-tiltak og miljøvennlig varme-produksjon.
- Også ved anbudskonkurranser kan man oppnå "dynamisk effektivitet". Med det mener vi at det er mulig å endre byggeplaner dersom det for eksempel skjer en uforutsett teknologisk utvikling som favoriserer annen type teknologi enn den som fikk tilslaget i anbudskonkurransen. Det kan man oppnå ved å utstede *omsettelige anbudsgarantier* til de som vinner i en anbudskonkurranse.
- Også ved anbudskonkurranser kan man lage et selvfinansierende system ved samtidig å pålegge en forbruksavgift.

Den viktigste forskjellen mellom et marked med grønne sertifikater og anbudskonkurranse er hvem som kjøper "sertifikatene" fra grønn el. I et sertifikatmarked er det de enkelte konsumentene som kjøper et visst volum med sertifikater. Sannsynligvis vil dette primært være etter pålegg fra myndighetene. I stedet for å pålegge

de enkelte konsumentene å kjøpe en viss mengde sertifikater, kan myndighetene kjøpe dem på deres vegne. Da "opptrer kjøperne samlet" og kan innby til en anbudskonkurranse mellom ulike produsenter.

Vi tror at man kan lage et mindre rigid system ved bruk av anbudskonkurranser og at dette vil redusere problemer med markedsrett og volatilitet i priser. Dette er nærmere beskrevet i neste kapittel.

3 Synspunkter på spørsmålene

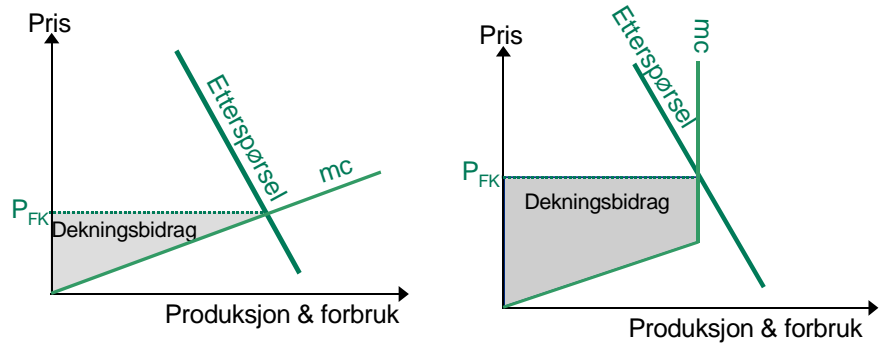
Nedenfor følger våre synspunkter omkring de fem spørsmålene. For hvert spørsmål ser vi først på situasjonen med et grønt sertifikatmarked og deretter på en anbudsordning.

3.1 Hva innebærer markedsrett?

Det finnes flere definisjoner av markedsrett. En av dem er denne: *Markedsrett er når en eller flere aktører i et marked kan og vet at de kan påvirke prisen i markedet slik at de selv kommer bedre ut enn i frikonkurranse.*

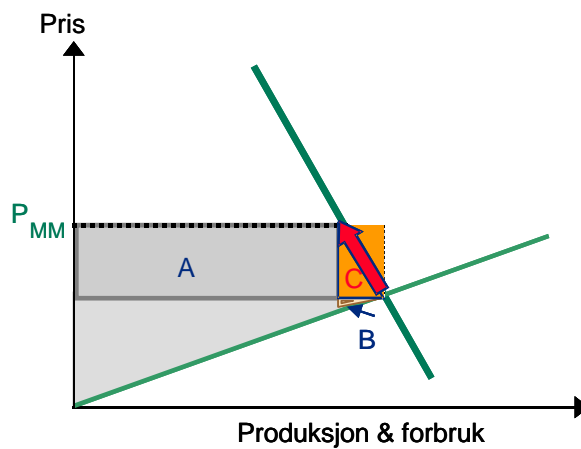
Når det ikke er markedsrett i et marked, har man det som kalles frikonkurranse. Da vil prisen per definisjon være definert av krysningspunktet mellom etterspørselskurven og marginalkostnadskurven. Det er illustrert på den venstre figuren nedenfor. Legg merke til at man ved endelig kapasitet godt kan ha priser som ligger over produksjonskostnadene uten at det utøves markedsrett. Det er illustrert på den høyre delen av figuren nedenfor.

Figur 3.1 Priser (PFK) under frikonkurranse med henholdsvis ledig kapasitet (figuren til venstre) og full kapasitetsutnyttelse (figuren til høyre)



Dersom det er markedsrett på produsentsiden innebærer det at produsentene har en viss mulighet til å forflytte seg på *etterspørselskurven*. For å øke sin fortjeneste vil de ønske å flytte tilpasningen oppover mot venstre på etterspørselskurven som vist i figuren til venstre nedenfor. En pil langs etterspørselskurven viser resultatet av markedsrett. Produsentene får da et økt dekningsbidrag pga høyere priser som markert med arealet A. Kostnaden for dette er at de reduserer sin fortjeneste med arealet B. Konsumentene taper arealet A + C på dette. Den samfunnsøkonomiske tapet er summen av produsenttapet (B-A) og konsumenttapet (B + C). Det blir arealet B + C. Arealet A er således ikke et samfunnsøkonomisk tap, men en overføring fra konsumenter til produsenter.

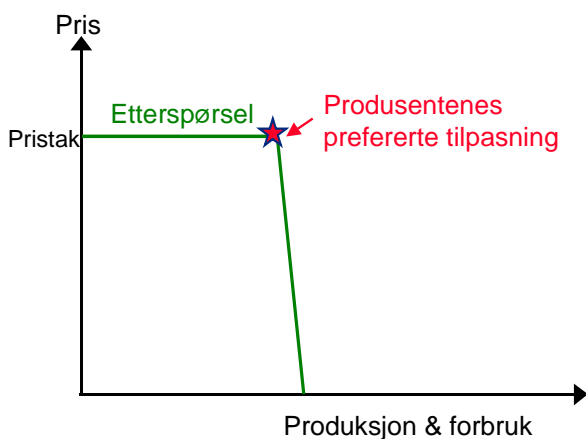
Figur 3.2 Effekten av markedsrett på produsentsiden



Markedsmakt i sertifikatmarkedet

I et sertifikatmarked vil markedsmakt arte seg på samme måte som i den generelle beskrivelsen ovenfor. Et særtrekk ved et sertifikatmarkedet er at kundene blir pålagt å kjøpe en viss mengde sertifikater. Det er uvisst hvor stor betalingsvillighet kundene har for å kjøpe flere sertifikater enn det de er pålagt, men det er ikke urimelig å få en svært bratt etterspørselskurve. Blant annet av denne grunn tenker man å innføre et pristak på sertifikater. Det innebærer at ingen kunder vil kjøpe sertifikater for en høyere pris enn dette taket. Etterspørselen vil således få en knekk ved dette prisnivået. Dette er illustrert i figuren nedenfor.

Figur 3.3 Etterspørselskurven i et obligatorisk sertifikatmarked og produsentenes foretrukne tilpasning



Produsentene vil forsøke å få en tilpasning i knekkpunktet. Da får de maksimal pris og volum. Hvis dette er en stabil situasjon over tid har man egentlig ikke et marked, men en kombinasjon av subsidie og avgift.

Subsidien betales til produsentene av kraft basert på ny, fornybar energi og blir lik pristaket. Avgiften betales av alle konsumentene og blir lik pristaket multiplisert med andelen ny, fornybar kraft som pålegges av myndighetene. Dersom de krever at konsumentene skal kjøpe 10 prosent ny, fornybar kraft blir således avgiften en tiendedel av subsidien.

Markedsmakt ved anbudskonkurranse

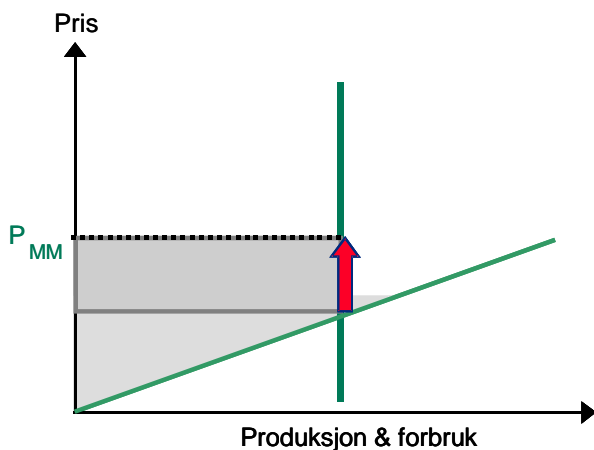
Ved en anbudskonkurranse vil markedsmakt vise seg ved at produsentene krever en høyere støtte enn under frikonkurranse. Markedsmakt vil således medføre at støttenivået pr kWh blir høyere enn under frikonkurranse.

3.2 Hvilken utstrekning kan markedsmakt få?

Hvilken utstrekning eller hvor langt og hvor ofte produsentene vil bevege seg oppover langs etterspørselskurven avhenger av en rekke forhold:

- Hvor mange konkurrenter det er. Jo flere konkurrenter det er, jo større vil fristelsen være for å være "free-rider", dvs. at man håper de andre vil holde tilbake produksjon og holde prisen oppe, mens man selv har full produksjon og dermed bare fordeler av markedsmakt. Grovt sett kan man si: "*Alt annet likt: Jo flere konkurrenter, jo mindre markedsmakt.*"
- Hvor stor ledig kapasitet det er. Dersom det ikke er noe ledig kapasitet er det i realiteten ingen konkurranse på den siste enheten. Med mye ledig kapasitet kan det være vesentlig vanskeligere å utøve markedsmakt.
- Hvor store etableringsbarrierer det er for nye aktører. Dersom prisen i markedet blir liggende over *langsiktig* grensekostnad innebærer dette en renprofitt for de etablerte produsentene. Denne renprofitten vil tiltrekke seg andre produsenter. Jo lettere det er for disse å etablere seg, jo vanskeligere er det å utøve markedsmakt som holder prisene over langsiktig marginalkostnad.
- Hvor høy prisen er i forhold til produsentenes marginale produksjonskostnader. Dersom prisen i frikonkurranse er høy i forhold til de marginale kostnadene, vil en produsent tape mye dekningsbidrag for hver enhet han holder tilbake (arealet B blir stort). Dersom prisen derimot kun er litt høyere enn de marginale kostnadene blir tapet ved utøvelse av markedsmakt lite
- Hvor bratt etterspørselskurven er. På figuren nedenfor er et spesialtilfelle med vertikal etterspørsel vist. Da kan produsentene øke prisen i markedet uten noe inntektstap. Arealet B forsvinner. Generelt vil det være lettere og mer lønnsomt for produsentene å utøve markedsmakt jo brattere etterspørselskurven er.

Figur 3.4 Markedsmakt med vertikal etterspørselskurve



Disse forholdene vil være ulike for et sertifikatmarked og en anbudskonkurranse.

Utstrekning av markedsmakt i et sertifikatmarked

Hovedproblemene i et sertifikatmarked mht markedsmakt er antakeligvis to forhold:

- At man kan få en meget bratt etterspørselskurve. Det vil ventelig gjelde selv om konsumentene gis mulighetene til å spare sertifikater fra et år til et annet.
- At det tar lang tid å bygge ny kapasitet slik at man kan få priser som ligger over langsiktig marginalkostnad i lengre perioder.

De to forholdene innebærer at man trenger svært mange konkurrenter og/eller overkapasitet for å få et velfungerende marked. Overkapasitet vil naturligvis være et problem for produsentene på lang sikt. Da får de ikke dekket sine kostnader. Alt i alt tror vi at markedsmakt kan bli et betydelig problem i et grønt sertifikatmarked.

Utstrekning av markedsmakt ved anbudskonkurranse

Den største fordel med anbudskonkurranse i forhold til et sertifikatmarked, slik vi ser det, er at man i førstnevnte har mindre etableringsbarrierer. En slik anbudskonkurranse vil gjelde støtte til grønn el produsert en del år frem i tid. Det innebærer at aktører har tid til å prosjektere, skaffe konsesjon og bygge anlegget. Vi tror derfor at markedsmakt vil bli et mindre problem i en anbudskonkurranse enn i et sertifikatmarked.

Vi tror at dette er viktigere enn at myndighetene i en rendyrket form vil ha en fullstendig vertikal etterspørselskurve i en anbudskonkurranse. Myndighetene har bestemt seg for å ha for eksempel 8 TWh kraftproduksjon basert på nye, fornybare energikilder. Dessuten kan myndighetene redusere målsetningen hvis det viser seg å vil urimelig dyrt å skaffe til veie den siste enheten med kraft.

3.3 Hvordan vil prisdannelsen fungere?

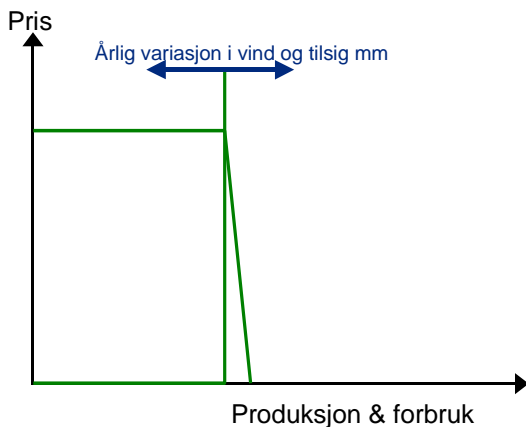
I et sertifikatmarked ser man for seg kontinuerlig handel og et spotmarked. Med anbudskonkurranser vil det fastsettes en pris for hver anbudskonkurranse. Prisdannelsen vil således være relativt ulik i de to alternativene:

Prisdannelsen i et sertifikatmarked

To mulige problemer ang. prisdannelsen har vært diskutert. I tillegg til markedsmakt har mulighetene for en svært volatil pris vært drøftet. Bakgrunnen for volatiliteten ligger i kombinasjonen av en svært bratt etterspørselskurve og en svært bratt tilbudskurve som flytter seg forholdsvis mye mellom ulike år. Etterspørselskurven er antatt å være bratt fordi folk har en liten betalingsvillighet for å kjøpe grønne sertifikater utover det de er pålagt å gjøre. Tilbudskurven er antatt å være bratt fordi de kortsiktige marginale produksjonskostnadene stort sett er svært små for de relevante teknologiene. De innebærer at den ordinære kraftprisen er nok til å dekke produksjonskostnadene slik at verkene vil produsere for fullt uavhengig av sertifikatprisen. Tilbudet vil variere mellom årene fordi en del av teknologiene vil ha svært variabel produksjon. Det gjelder ikke minst vindkraft og småskala vannkraft. Det er store årlige variasjoner både i samlet tilsig og vind. Hvis vi ser bort fra markedsmakt kan dette gi en

situasjon med priser som pendler mellom 0 og pristaket som illustrert på figuren nedenfor.

Figur 3.5 Tilbuds- og etterspørselskurvene i sertifiseringsmarkedet kan gi volatil pris



Det er usikkert hvorvidt dette problemet kan avhjelpes ved å tillate sparing og en noe mer fleksibel avregningsperiode.

Prisdannelsen i anbudskonkurranser

Ved bruk av anbudskonkurranser får man ikke samme risiko for volatil pris. Man fjerner imidlertid ikke problemet med stor variasjon i vind og tilsig. Det er i et slikt system mer nærliggende å løse ved å tillate avvik fra målsetningen fra et år til et annet.

3.4 Hva blir volum, omfang og likviditet i markedet?

For å få et effektivt marked der priser gir signaler til forbrukere (myndigheter) om produksjonskostnader og til produsenter om betalingsvillighet er det viktig med et visst volum og en viss likviditet. Bli volum, omfang og likviditet for lavt kan man ikke stole på prisene og det er vanskelig å delta i markedet ved kjøp eller salg uten selv å påvirke prisene.

Hensikten både med et grønt sertifikatmarked og en anbuds-konkurranses må primært være å stimulere til økt kraftproduksjon basert på nye, fornybare energikilder samt å sikre at dette skjer kostnadseffektivt. Av hensyn til nyinvesteringer vil særlig langsiktige kontrakter være viktig. Hvis en investor kan selge sin fremtidige produksjon på lange kontrakter har han redusert sin risiko betydelig. Da vil han igjen ha et lavere avkastningskrav og man vil få større investeringer. Å få volum, omfang og likviditet er således ikke bare viktig i et spotmarked, men minst like viktig i et langsiktig marked.

Volum, omfang og likviditet i et grønt sertifikatmarked

Det kan være vanskelig å få opp volum, omfang og likviditet i et langsiktig (finansielt) marked for grønne sertifikater før det ordinære spotmarkedet er på plass. Det er flere årsaker til dette:

- Usikkerhet om hvordan markedet faktisk vil fungere
- Man får ikke en kontinuerlig informasjonsstrøm fra spotmarkedet. Dermed får man mindre endringer i forventninger om fremtidig pris og det kan svekke incentivene til å drive "trading"-virksomhet i markedet

Vi kan ikke si med sikkerhet hvor viktige momentene over er, men ser en risiko for at det vil ta tid før man får akseptabelt volum, omfang og likviditet i et langsiktig marked. En mulighet er å lete etter såkalte "market-makers".

Volum, omfang og likviditet i anbudskonkurranser

Ved å lage reglene for anbudskonkurransen slik at man byr på støtte pr. kWh produsert over en lang periode (for eksempel 10 år) vil investorer få langsiktige kontrakter. De får dermed sikret sin produksjon i en lang periode og risikopremien bør derfor falle.

Av hensyn til kostnadseffektiviteten mener vi at man må ha en felles anbudskonkurranses for alle typer teknologier.

3.5 Kostnadseffektivt for å redusere CO₂-utslipp?

Dersom det primære målet er å redusere CO₂-utslipp, er verken et marked med grønne sertifikater eller en anbudskonkurranse på støtte til el basert på nye, fornybare energikilder kostnadseffektivt. Det skyldes at ingen av disse ordningene skiller mellom ulik "skitten" teknologi. Selv om utslippene pr kWh er mindre fra et gasskraftverk enn et kullkraftverk, blir ikke gasskraftverk favorisert i forhold til kullkraftverk. Ved å benytte støtte til kraftproduksjon basert på nye, fornybare energikilder kan det godt være at man får mindre CO₂-reduksjon for pengene enn man ville fått ved å konvertere fra kull til gass. En CO₂-avgift eller kvoteordning¹ vil være mer kostnadseffektivt for å redusere CO₂-utslippene.

Vi har også kort diskutert kostnadseffektiviteten dersom hensikten ikke primært er å redusere CO₂-utslipp, men å fremme produksjon basert på nye, fornybare energikilder. Motivasjonen bak et slikt mål kan for eksempel være at man tror det ligger finnes en lærekurve for slike teknologier. Myndighetene ønsker å stimulere teknologier i en periode inntil de blir bedriftsøkonomisk lønnsomme.

Hvis målet er å stimulere til økt produksjon basert på nye, fornybare energikilder tror vi godt utformete anbudskonkurranser vil være kostnadseffektive. Som det burde fremgå av avsnittene over er vi mer usikre på kostnadseffektiviteten til et marked med grønne sertifikater.

4 Konklusjoner

Vi tror det kan være lurt å ha en overgangsfase med anbudskonkurranse før man innfører et obligatorisk marked med grønne sertifikater. Vi ser imidlertid to utfordringer med dette. Ingen av disse er etter vårt skjønn særlig vanskelige:

- Hva skal prisen for ikke å oppfylle forpliktelsen man påtar seg som (en av flere) vinnere i en anbudskonkurranse være? Dette kan

¹ I følge teorien er et avgiftssystem og et kvotesystem like kostnadseffektivt. Myndighetene har imidlertid større kontroll over kostnadene de pålegger aktørene ved et avgiftssystem enn et kvotesystem. Motsatt har myndighetene større kontroll over totale utslipp ved et kvotesystem enn ved et avgiftssystem.

være lettere å fastsette hvis man har langsiktige finansielle kontrakter som virker i samspill med et spotmarked.

- Man får ikke utløst en evt. betalingsvillighet for grønn kraft utover myndighetenes målsetning. Kanskje skulle man innføre et frivillig sertifikatmarked i overgangsperioden?

Dersom man lager en overgangsordning med anbudskonkurranse, mener vi det er viktig å få en god design på dette. Enten man bruker anbudskonkurranse eller et marked med grønn sertifikater er det mange viktige detaljer i designen av systemet. En stor del av disse vil som nevnt i kapittel 2 være felles. Det gjelder for eksempel hvorvidt alle teknologier skal behandles likt (én type sertifikater, én anbudskonkurranse?). Noen vil imidlertid være særskilte for en anbudskonkurranse, som for eksempel: Hvor mange år skal anbudsstøtten gjelde?

Bilaga 4B

Hvordan påvirkes kraftmarkedet av Elcertifikatmarkedet?

ECON-rapport nr. 51/01, Prosjekt nr. 35320
ISSN: 0803-5113, ISBN 82-7645-457-7
KLM/BTe/mbh, JBr, 9. juli 2001

Offentlig

ECON Senter for økonomisk analyse

Postboks 6823 St. Olavs plass, 0130 Oslo. Tlf: 22 98 98 50,
Faks: 22 11 00 80

Oversikt

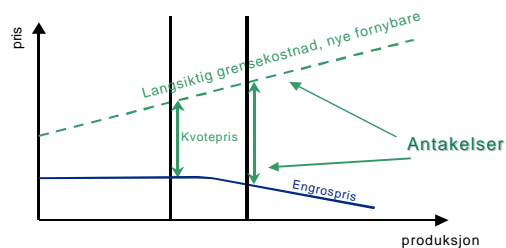
- Prinsipielt om sertifikatmarkedet og fremgangsmåte
- Forutsetninger i scenariene
- Resultater
- Konklusjoner

Elcerth


 econ
 www.econ.no

To plansjer oppsummerer fremgangsmåten som er benyttet for å analysere konsekvenser av et sertifikatmarked for det ordinære kraftmarkedet. Deretter vil forutsetningene i scenariene bli diskutert. Disse etterfølges av resultater. Til slutt har vi konklusjoner.

Fortrengning og/eller lavere pris?



- Fortrengning
 - Mindre investeringer i andre teknologier
- Lavere engrospris
 - Lavere etterspørsel og mer kraft med lav mc

Elcerth


 econ
 www.econ.no

Figuren på plansjen viser samspillet mellom et sertifikatmarked og det ordinære kraftmarkedet. Langs den horisontale aksene måles el-produksjon basert på nye, fornybare energikilder. Langs den vertikale aksene måles priser og kostnader.

Den stiplede linjen viser langsiktig grensekostnad for el basert på nye, fornybare energikilder. Jo høyere el-produksjon man har på et gitt tidspunkt, jo dyrere teknologi eller dyrere prosjekter må man benytte. Kostnadene for vindkraft vil for eksempel bli høyere, jo høyere vindkraftproduksjonen er fordi man må ta i bruk stadig dårligere lokalisering. Derfor stiger denne kurven.

Den heltrukne linjen viser engrosprisen i kraftmarkedet som en funksjon av produksjonen. Slik vi har tegnet figuren vil fulle kostnader for el basert på ny fornybar teknologi alltid ligge høyere enn kraftprisen. Det skyldes at det finnes teknologi (CCGT) som er billigere. Før kraftprisen blir så høy at den dekker kostnadene for en investering i produksjonskapasitet basert på ny, fornybar energi, vil man (i teorien) få investeringer i gasskraft som reduserer kraftprisen. For å få investeringer i grønn el er man derfor nødt til å subsidiere denne - i denne analysen med grønne sertifikater. Prisen på sertifikatene er på lang sikt gitt som forskjellen mellom den langsiktige marginalkostnadskurven og engrosprisen på kraft på marginen. (Vi ser her bort fra problemer med prisfastsettelse i sertifikatmarkedet på kort sikt.) Siden vi ikke kjenner den langsiktige marginalkostnadskurven for grønn el, har vi gjort antagelser for sertifikatprisen. Denne sertifikatprisen inngår som en del av sluttbrukerprisen på kraft.

Engrosprisen er vist med et horisontalt stykke og et fallende stykke. Fordi det er en vekst i den underliggende etterspørselen etter kraft, vil det om noen år bli lønnsomt å investere i ny produksjonsteknologi. En moderat økning i kraftproduksjonen basert på nye, fornybare energikilder vil således ikke påvirke engrosprisen på kraft. Men den vil fortrenge andre investeringer i kraftproduksjon basert på en billigere teknologi (CCGT).


Dersom man får en større utbygging av kraftproduksjon basert på nye, fornybare energikilder vil derimot engrosprisen på kraft falle. Det skyldes to forhold:

- slik kraftproduksjon typisk har lave marginale produksjonskostnader
- sluttbrukerprisen øker som følge av sertifikatprisen og det gir isolert sette lavere etterspørsel.

Vi ønsker å finne hvor mye gasskraft det vil være lønnsomt å bygge ut dersom man ikke har noen investeringer i grønn el etter 2003 og hvor mye av dette som vil fortrenses ved krav tilsvarende nyinvesteringer på henholdsvis 8 og 12 TWh mellom 2003 og 2008. Endelig ønsker vi å se på hvilke engrospriser man får på kraft.

Scenarier 2008

Scenario	Hvem betaler	Økning (fra 2003) fornybare	Kvotepris
<i>Referanse</i>		0 TWh	0 SEK øre/kWh
"8 Alle"	Alle forbrukere	8 TWh	15 SEK øre/kWh
"8 u. Elint.ind."	Elintensiv industri fritatt	8 TWh	15 SEK øre/kWh
"12 Alle"	Alle forbrukere	12 TWh	25 SEK øre/kWh
"12 u Elint.ind."	Elintensiv industri fritatt	12 TWh	25 SEK øre/kWh


 Side 3 www.econ.no

Elcerth

For å analysere hvordan kraftmarkedet påvirkes av grønne sertifikater har vi laget et referanse-scenario som vil måler virkningene av sertifikatmarkedet mot. I referanse-scenariet har vi antatt at alle støtteordninger til kraft basert på nye, fornybare energikilder fjernes i 2003 og at det derfor ikke kommer noen nye investeringer i Sverige basert på slik teknologi etter dette.

I tillegg til referanse-scenariet har vi laget fire "grønne scenarier". I disse scenariene investeres det henholdsvis 8 og 12 TWh mellom 2003 og 2008 i kraftproduksjon med nye, fornybare energikilder tilsvarende. Sertifikatprisen er antatt å være henholdsvis SEK 15 øre/kWh og 25 øre/kWh.

For hvert av de to investeringsnivåene har vi simulert kraftmarkedet under følgende to alternativer:

- alle konsumenter blir pålagt å kjøpe sertifikater tilsvarende en viss andel av deres forbruk
- elintensiv industri er unntatt sertifikatkrav. Andre forbrukssektorene må til gjengjeld kjøpe kvoter tilsvarende en større del av sitt forbruk.

Ny fornybar kraftproduksjon

	Potensial	Pris/kostnad	8 TWh	12 TWh
	TWh/år	SEKøre/kWh	TWh/år	TWh/år
Konvertering, MT	0,8	4	0,8	0,8
	1,2	8	1,2	1,2
Konvertering, KVV	1	8	1	1
	1,5	12	1,5	1,5
Investering, MT	2	38-50		1,2
Investering, KVV *	1	25-40	0,5	0,8
Vannkraft	2		2	2
Avfallskraftvarme*	1		1	1
Vind	2,5			2,5
Sum	13		8	12

*Reduserer etterspørselen etter el:
KVV-verk produserer dobbelt så mye varme som el
5% erstatter el-oppvarming



Elcerth

Side 4
www.econ.no

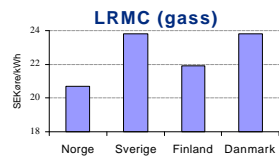
Tabellen viser Elcerth-utvalgets anslag for potensial for investeringer i grønn el sammen med våre tilhørende parametervalg for de grønne scenariene. Vi har generelt antatt at den billigste produksjonen velges først slik at den dyre vindkraften bare blir realisert i scenariene med 12 TWh økning fra 2003 til 2008.

Ved brenselbytte i kraftvarmeverk har vi antatt at andelen som konverteres av hvert brenselsslag er proporsjonalt med deres andel av total elproduksjon i kraftvarmeverk. Vi har således ikke antatt at man først konverterer verkene som bruker kull og så olje – eller motsatt.

Når det investeres i kraftvarme har vi også tatt hensyn til at noe av varmen som produseres vil erstatte el-oppvarming og således redusere etterspørselen etter el. Konkret har vi antatt at et nytt kraftvarmeverk produserer dobbelt så mye varme som el, men at bare 5 % av dette erstatter eloppvarming. Ved produksjon av 1 kWh el fra et nytt kraftvarmeverk reduseres således el-ettespørselen med 0,1 kWh.

Forutsetninger

- **Rammebetingelser**
 - BAU (CO₂-avgifter (kvote) i Danmark)
 - Bortsett fra Sverige: ingen støtte til nye, fornybare
- **Investeringer**
 - Kjente planer
 - ...og i hht LRMC
- **Etterspørsel**
 - Anslag på drivere: BNP, privat forbruk
 - Bortsett fra kraftkrevende industri
 - ... og Sverige kalibrert til offisielle prognoser



Land	LRMC (SEK/kWh)
Norge	~20.5
Sverige	~23.5
Finland	~21.5
Danmark	~23.5

Elcerth econ
www.econ.no

De viktigste forutsetningene kan oppsummeres under tre hovedpunkter som gjort i denne plansjen. Mht rammebetingelser for kraftmarkedet har vi antatt "Business As Usual". Det vil blant annet si at nettariffer fortsatt vil reduseres, og at Danmark beholder sine CO₂-avgifter. Ett unntak er støtte til kraftproduksjon basert på nye, fornybare energikilder i Sverige. Der har vi i referansescenariet antatt at all slik støtte bortfaller. I de andre scenariene er det kun støtte gjennom sertifikatordningen.

Mht til investeringer har vi inkludert alle kjente planer for kapasitetsendringer, det vil si både investeringer og skrotninger for produksjons- og overføringskapasitet. Der prisnivået tilsier at det er lønnsomt, har vi også antatt at det vil komme nyinvesteringer i billigste teknologi som er antatt å være CCGT for alle de nordiske landene. Antagelser for fulle kostnader i CCGT-verk er vist i søylediagrammet på plansjen.

Etterspørselen i industrien og servicesektoren er antatt å vokse i takt med vekst i BNP, mens etterspørselen fra husholdningene er antatt å vokse i takt med vekst i privat forbruk. For kraftkrevende industri har vi laget egne vekstanslag.

Vi har benyttet ECONs anslag for vekst i BNP og privat forbruk for alle land bortsett fra Sverige. Det svenske veksten er kalibrert slik at vi treffer omtrent offisielle prognoser for svensk forbruk i 2008 (interpolert mellom 2005 og 2010).

Endringer i produksjonskapasitet - Kjente planer

- **Sverige**
 - Barsebäck II og Karlshamn ut
 - Litt vind og kraftvarme
- **Norge**
 - Litt mer vann og vind
- **Finland**
 - Kraftvarme (primært industriell)
- **Danmark**
 - Ny gasskraft (Avedøre 2) og skroting av kull
 - Ny vindkraft (havmøller)
 - Litt kraftvarme



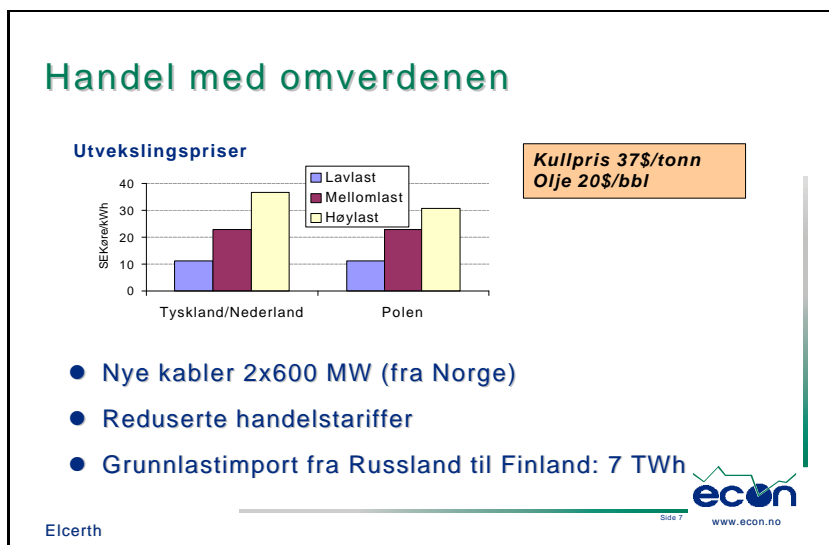
Elcerth

I Sverige har vi antatt at både Barsebäck II og Karlshamn 3 er faset ut før 2008. Videre har vi antatt en liten vekst i vindkraft og kraftvarmeproduksjon frem til 2003, det vil si før støtteordningene faller bort.

I Norge har vi lagt til noe mer vannkraft og vindkraft. Anslagene for vindkraften er konservative i forhold til offisielle målsetninger.

I Finland kjenner vi planer om å øke kraftvarmeproduksjonen i industrien.

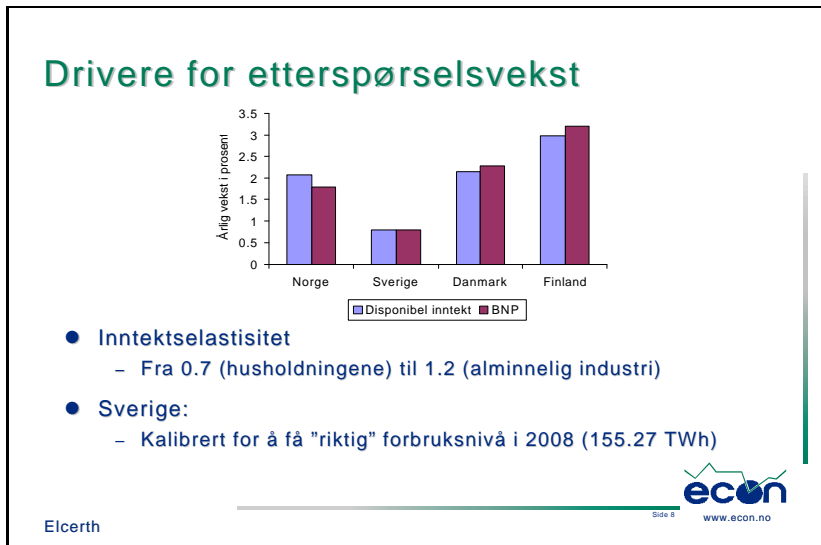
I Danmark omfatter de kjente planene gasskraftverket Avedøre 2, flere vindmølleparker på havet samt noe utbygging av kraftvarme. Vi har også tatt hensyn til deres planer for å skrote ytterligere kullkraftverk.



Det nordiske kraftmarkedet har interaksjon med de omkringliggende landene. Vi har ikke modellert kraftmarkedene i disse landene like detaljert som det nordiske kraftmarkedet, men vi har sett på kapasitetssituasjonen og skrottingsplaner og gjort fremskrivninger av forbruk. Sammen med en lastkurve har dette gitt oss en prisstruktur i Tyskland/Nederland og i Polen som vist på plansjen. Da er det brukt brenselspriser som vist på plansjen. Analysen har ikke fullt ut tatt hensyn til handel mellom landene.

Vi har antatt at det bygges to nye kabler mellom Norge og Kontinentet og at hver av dem er på 600 MW. Videre har vi antatt at handelstariffene mellom Norden og Kontinentet reduseres frem til 2008 og at man får en handel mellom Norden og Kontinentet som skjer ut fra prisforskjeller.

I henhold til avtaler har vi antatt at grunnlastimporten fra Russland til Finland vil ligge på et nivå på 7 TWh.



Plansjen viser antagelser for gjennomsnittlig årlig vekst i henholdsvis BNP og privat forbruk frem til år 2008 for de ulike nordiske landene. Vi ser at Sverige skiller seg ut. Dersom vi benytter ECONs anslag for vekst i BNP/privat forbruk sammen med våre inntektselastisiteter, får vi et vesentlig høyere forbruk i Sverige enn hva de offisielle prognosene sier. For å få "riktig" forbruk har vi derfor vært nødt til å nedjustere begge disse vekstanslagene betydelig.

Sertifikater for grønn el i det kraftmarkedet

- Sertifikatplikten kan sees som en kile mellom engros- og sluttbrukerprisene:

- Størrelsen på kilen avhenger av:
 - Hvor mange sertifikater man må kjøpe
 - Prisen på sertifikatene

Størrelsen på kilen i de ulike scenariene, SEK øre/kWh

	8 TWh		12 TWh	
Alle har sertifikatplikt	1,58	(10,5%)	3,27	(13,1%)
Elintensiv fritatt	2,13	(14,2%)	4,41	(17,6%)

Elcerth

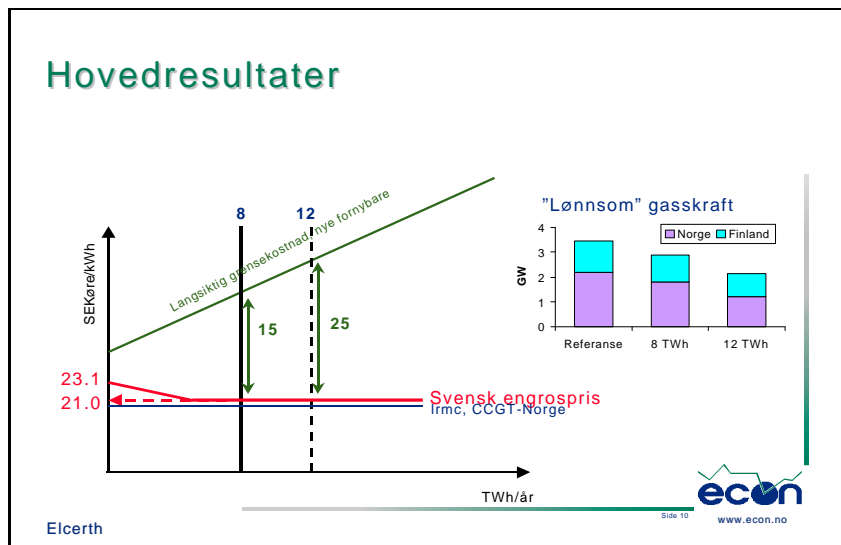


 Side 9 www.econ.no

Plansjen viser hvor stort påslag på kraftprisen sluttbrukerne betaler som følge av plikten til å kjøpe grønne sertifikater. I tillegg vil det beregnes moms av påslaget. For sluttbrukere som selv ikke er momspliktige, betyr det en ytterligere kile mellom engros- og sluttbrukerprisen.

I parentes i tabellen står hvor mange prosent av bruttoforbruket som forbrukerne må sertifisere.

Den totale verdien av grønne sertifikater er sertifikatprisen (henholdsvis 15 og 25 SEK øre/kWh) multiplisert med kraftvolum produsert med nye, fornybare energikilder. Vi har antatt at 4.3 TWh ny fornybar produksjon som skal komme før 2003 også får selge sertifikater slik at det totale volumet blir henholdsvis 16.3 og 20.3 TWh. Det gir en total kostnad på 2.4 og 5.1 mrd SEK. Fordelt på henholdsvis totalt forbruk og totalt forbruk unntatt elintensiv industri får man sertifikatkostnader som vist i tabellen på plansjen.



Figuren på plansjen illustrerer hovedresultatene vi får. I referanse-scenariet får vi en pris i Sverige på 23.1 SEK øre/kWh. I Norge får vi en pris lik langsiktig grensekostnad for gasskraft i Norge. At prisen i Sverige er høyere enn i Norge skyldes to forhold:

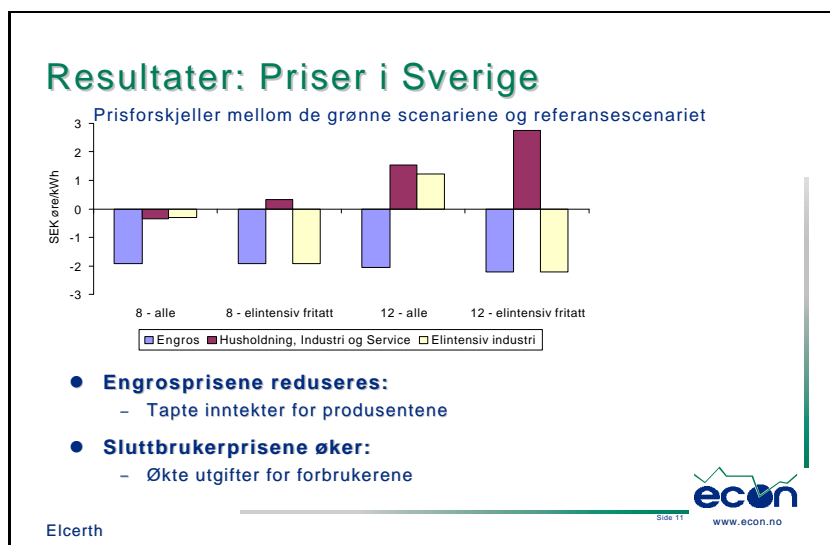
- Det oppstår en flaskehals fra Norge til Sverige under høylast,
- Langsiktig grensekostnad for gasskraft er høyere i Sverige enn i Norge.

Når man øker elproduksjonen i Sverige vil flaskehalsen gradvis forsvinne og svensk pris nærme seg den norske vist med et fallende linjestykke lengst til venstre på grafen. For et visst nivå på produksjonen vil det ikke lenger være prisforskjeller av betydning mellom de to landene. Deretter vil en ytterligere økning i svensk produksjon redusere volumet gasskraft som det er lønnsomt å bygge ut i Norge.

I 8 TWh-scenariet får vi full prisutjevning med Norge. I tillegg reduseres volumet av gasskraft som er lønnsomt i Norge. Det ser man på stolpediagrammet til høyre på plansjen. Ved å øke kravet til nye, fornybare til 12 TWh ser man at man ikke får noen ytterligere prisreduksjon, men bare en reduksjon i gasskraftproduksjon.

Et tilsvarende resonnement kan man gjøre for Finland. I utgangspunktet har finnene en lavere engrospris enn svenskene. Ved stadig større utbygging av kraft basert på nye, fornybare

energikilder i Sverige snur dette forholdet. Da blir det en lavere pris i Sverige enn i Finland.



Plansjen viser endring i priser fra referansescenariet til de fire scenariene med sertifikatkrav. Vi ser at engrosprisen faller og omtrent like mye i alle de fire scenariene. Det innebærer et tap for produsentene.

Vi ser at fallet i engrospris er større enn kostnaden for konsumentene ved kjøp av grønne sertifikater i scenariet med 8 TWh ny fornybar der alle må kjøpe sertifikater. I alle de andre scenariene øker imidlertid sluttbrukerprisen. De representerer et tap i konsumentoverskudd.

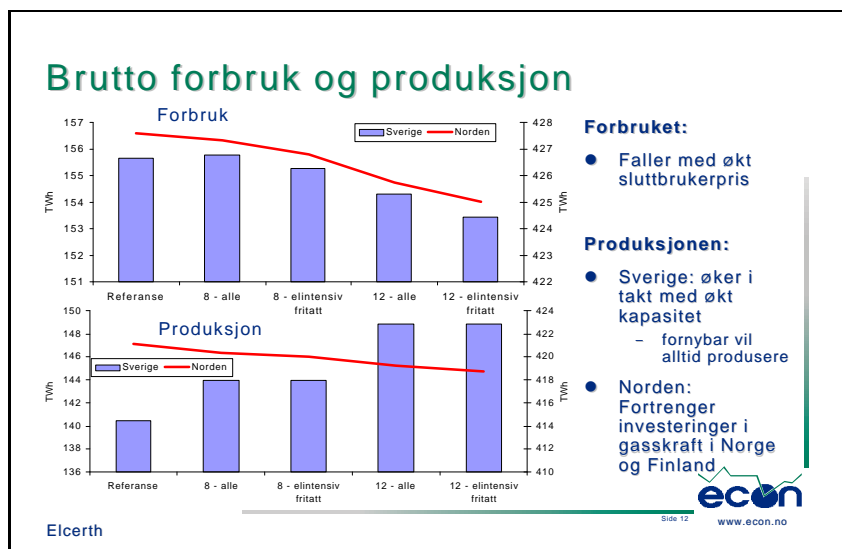
At sluttbrukerprisen kan falle skyldes at fallet i engrospris er større enn den sertifikatprisen vi har antatt. Med disse forutsetningen betyr det at forbrukerne kunne tjene på å gå sammen om å bygge nye el-produksjonsanlegg basert på nye, fornybare energikilder. De ville spare mer i form av redusert kraftpris enn de må betale for de nye anleggene (sertifikatkostnaden). Forbrukerne ville imidlertid være avhengig av at alle ble med og betalte. Hvis de fikk det til, ville de eksisterende produsentene tape ved den reduserte kraftprisen.

Vi har antatt at det må betales moms på sertifikatene. Det betyr at økningen i kostnad ved elkjøp er noe mindre for konsumenter

som selv er momspliktige siden de kan trekke fra noe av kostnaden i sitt eget momsoppgjør.

Vi ser at elintensiv industri kommer bedre ut enn i referanse-scenariet dersom de ikke blir pålagt å kjøpe sertifikater. Da nyter de godt av en lavere engrospris uten å være nødt til å kjøpe sertifikater.

Sertifikatmarkedet medfører således et tap både for produsenter og konsumenter. Dette kan imidlertid oppveies av en skattelette som tilsvarer kostnader ved dagens støtteordninger.



Plansjen viser brutto forbruk (inklusive tap og elpannor i fjernvarmenettet) og produksjon i Sverige i de fem scenariene.

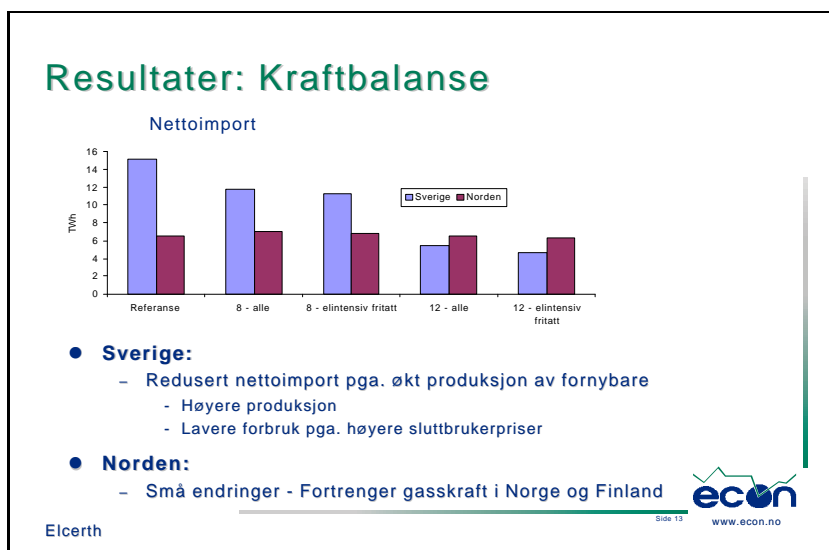
Vi ser at forbruket faller i takt med økte priser til sluttkundene (jmf. forrige plansje). At det er et visst fall i forbruket i Norden fra referansescenariet til scenariet der alle må kjøpe sertifikater tilsvarende 8 TWh skyldes at prisen går noe opp i Norge. Bortsett fra dette faller også det nordiske forbruket i takt med det svenske. Det er med andre ord kun marginale endringer i forbruket i de andre nordiske landene.

Vi ser også at forbruket er lavere når elintensiv industri fritas for sertifikatplikten. Det gjelder enten man har krav om 8 eller 12 TWh el basert på nye, fornybare energikilder. Årsaken til dette ligger i to forhold:

- Det er større økning i sluttbrukerprisen til de sektorene som må kjøpe kvoter dersom elintensiv industri fritas. Dette reduserer deres etterspørsel.
- Forbruket i elintensiv er antatt ikke å være prisfølsomt (perfekt uelastisk) for priser under omtrent SEK 40 øre/kWh.

Vi ser at produksjonen i Sverige vokser i takt med økt produksjonskapasitet for el basert på nye, fornybare energikilder. I 8 TWh-scenariene øker produksjonen bare med 3.5 TWh, mens de resterende 4.5 TWh skaffes til veie ved brenselsbytte i eksisterende anlegg (se plansje 5).

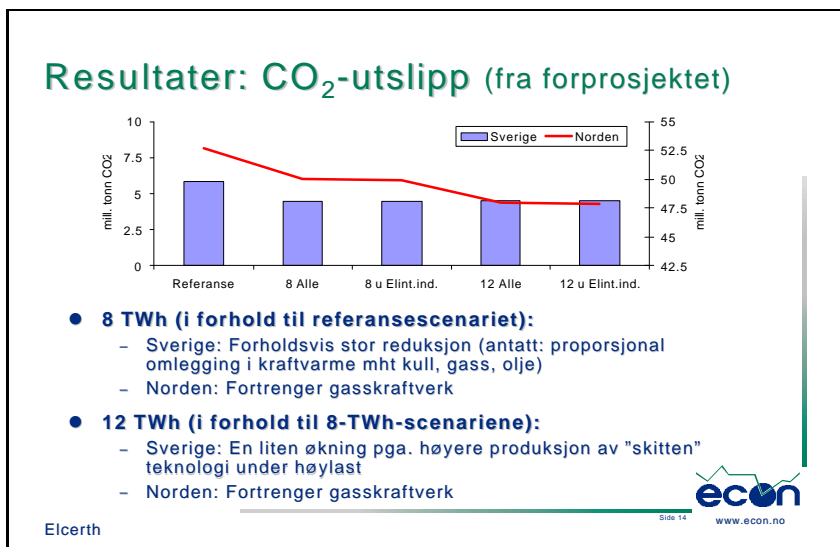
Vi ser videre at produksjonen i Norden faller noe når produksjonen i Sverige øker. Det skyldes primært at noe produksjon på Sjælland blir utkonkurrert fra ny svensk produksjon.



Plansjen viser kraftbalansen for Sverige og Norden i de fem scenariene. Vi ser at både Sverige og Norden har en stor nettoimport i alle scenariene. Jo høyere produksjonen av el basert på nye, fornybare energikilder i Sverige er, jo mindre blir imidlertid svensk nettoimport. Det skyldes primært produksjonsøkning, men til en viss grad også nedgang i forbruk (spesielt i 12-TWh-scenariene).

For Norden er det kun små endringer i nettoimporten. Jo høyere elproduksjon basert på nye, fornybare energikilder er i

Sverige, jo lavere er gasskraftproduksjonen i Norge og Finland. Imidlertid vil redusert forbruk i Sverige pga høyere sluttbrukerpriser virke inn og redusere nettoimporten litt.



Plansjen viser CO₂-utslipp i Sverige og Norden under de ulike scenariene. Vi ser at svenske utslipp fra kraftsektoren er mindre i scenariene med grønne sertifikater enn i referansescenariet. Det er imidlertid nesten ingen forskjell mellom de ulike grønne scenariene. Det skyldes at det bare er brenselsbytte i kraftvarmeverk som reduserer CO₂-utslippene i Sverige. Bygging av ny kapasitet basert på nye, fornybare energikilder endrer ikke på CO₂-utslippene i Sverige. Ny kapasitet i Sverige fortrenger investeringer i gasskraft i Norge og Finland og reduserer således CO₂-utslippene i disse landene. Derfor ser vi at CO₂-utslippene fra Norden reduseres når man øker kravene fra 8 TWh til 12 TWh.

Det er relativt mye brenselsbytte fra referansescenariet til 8 TWh-scenariene – totalt tilsvarer det 4.5 TWh produsert i kraftvarmeverkene. Ved å kreve ytterligere 4 TWh har vi imidlertid antatt at alt dette vil skje ved bygging av ny kapasitet.

Konklusjoner

- **Kostnaden ved sertifikatmarkedet deles av**
 - produsenter ved lavere engrospris
 - konsumenter i form av høyere sluttbrukerpris
- **Elintensiv industri**
 - kommer bedre ut med en ordning med grønne sertifikater der de er unntatt sertifikatplikt enn i referansescenariet
- **CO₂-utslipp reduseres**
 - i Sverige ved brenselsbytte i kraftvarmeverk
 - i Norden både ved brenselsbytte og ved økt produksjonskapasitet basert på nye, fornybare energikilder (fortrenger gasskraft i Norge og Finland).

Elcerth

Side 15



www.econ.no

Vi har tre hovedkonklusjoner fra studien. For det første vil kostnaden ved ordningen deles av eksisterende produsenter og konsumenter. Produsentene mottar en lavere pris for sin produksjon og dette reduserer deres inntekter. Konsumentene må betale en høyere pris for den kraften de forbruker og det øker deres utgifter. Tapet ved ordningen kan imidlertid oppveies ved fjerning av skatter som finansierer dagens støtteordninger til kraftproduksjon basert på nye, fornybare energikilder. Det ligger utenfor dette prosjektets formål å vurdere ulike støtteordninger mot hverandre.

Den andre konklusjonen er at elintensiv industri tjener på innføringen av grønne sertifikater dersom de selv blir fritatt for sertifikat-plikten. Det skyldes den reduserte engrosprisen slik at de får lavere kostnader ved kraftkjøp.

Den tredje hovedkonklusjonen relaterer seg til CO₂-utslippene. Vi finner at brenselsbytte i kraftvarmeverkene reduserer de svenske utslippene. Ved bygging av ny kapasitet skjer det imidlertid ingen endring i Sverige fordi vi har antatt at investeringene som fortrennes vil være i Norge og Finland. At det ikke bygges gasskraft i Sverige skyldes at det vil være dyrere å bygge i Sverige enn i Norge. Når det bygges gasskraft i Finland, selv om det er dyrere enn i Norge, skyldes det flaskehalsen fra Norge og Sverige inn til Finland. Prisen blir således høyere i Finland og gjør det lønnsomt å bygge gasskraftverk der.

Bilaga 5

Analys av effekter av ett svenskt elcertifikatsystem

Beräkningar med energisystemmodellen MARKAL

Profu i Göteborg AB

Sammanfattning

På uppdrag av Elcertifikatutredningen har Profu i Göteborg AB genomfört modellberäkningar för att analysera olika konsekvenser i samband med att ett certifikatsystem för förnybar elproduktion införs i Sverige. Beräkningarna har gjorts med energisystemmodellen MARKAL. Vi sammanfattar här resultaten från analyserna kortfattat i punktform:

- Certifikatpriset varierar mycket mellan scenarierna, men ligger oftast i intervallet 10–15 öre/kWh el för den studerade storleken på certifikathandeln.
- Det finns en tydlig koppling mellan elpris och certifikatpris. Scenarier med högt elpris har genomgående låga certifikatpriser och vice versa.
- Nivåerna på elpris och fjärrvärmepris påverkar fördelningen mellan olika förnybara produktionsslag inom certifikatsystemet.
- Dagens skattesystem innebär att skillnaden mellan pris på fjärrvärme- och elproduktion inte är så stor som den "borde" vara eftersom elproduktion är fri från skatter, medan värmeproduktionen belastas med höga skatter. Ett lägre fjärrvärmepris kan göra biobränslekraftvärme mindre konkurrenskraftigt och därmed blir certifikatpriset högre.
- Olika storlek på certifikathandel (den förnybara portföljens storlek år för år) påverkar certifikatpriset.
- Biobränslekraftvärme får en dominerande roll bland de förnybara elproduktionsalternativ som antas omfattas av certifikatsystemet, särskilt inledningsvis.
- Biobränslekraftvärme förekommer både som nya anläggningar uteslutande för biobränsle och som byte från kol till biobränsle i existerande anläggningar. Fördelningen mellan de två alternativen är olika, beroende på scenarioantaganden.
- Småskalig vattenkraft och avfallskraftvärme har också god konkurrenskraft inom certifikatsystemet.
- Ny vindkraft blir inte spontant lönsamt utan certifikatsystem då nuvarande stödformer tas bort.
- Vindkraftkapacitet införs i de flesta scenarier först efter år 2010, olika mycket i olika scenarier.

- Varje scenario har beräknats med, respektive utan certifikatsystem. Även i fallen utan certifikatsystem införs viss förnybar elproduktion, olika mycket beroende på scenario. I scenarier med högt elpris införs relativt sett mycket förnybar produktion spontant.
- Anläggningar kan vandra in i, och ut ur, certifikatsystemet. I kraftvärmeverk som både kan utnyttja kol och biobränsle för elproduktion kan man inför ett år välja att ingå i certifikatsystemet och därmed få intäkter från certifikatförsäljning. Ett annat år kan man göra bedömningen att det lönar sig bättre att avstå denna intäkt och istället utnyttja det billigare bränslet kol.
- Certifikatsystemet i kombination med dagens skattesystem leder till att det kraftvärmeunderlag som fjärrvärmesystemet utgör, i stor utsträckning tas i anspråk för tekniker med lågt elutbyte, t.ex. avfalls- och biobränslekraftvärme.
- Differentierade certifikat beroende på typ av ”grön” elproduktion fungerar dåligt eftersom man förlorar sambandet mellan totalt antal certifikat och total produktion från förnybara alternativ inom certifikatsystemet.

Innehåll

Sammanfattning.....	172
Innehållsförteckning	174
1 Inledning	176
1.1 Frågeställningar och analysuppgifter	176
2 Scenarier	177
"Normal"	178
"Elöverskott"	178
"Vindkraft"	178
"Fossilbränsle"	178
2.1 Parameterstudier.....	178
3 Viktiga beräkningsförutsättningar	179
3.1 Teknikdata	180
3.2 Bränsledata	181
4 Resultat – förnybar elproduktion scenario för scenario	183
4.1 Scenario Normal.....	183
Småskalig vattenkraft	183
Avfallskraftvärme	184
Industriell biobränslekraftvärme	184
Biobränslekraftvärme i fjärrvärmesystemen.....	185
Vindkraft.....	185
Certifikatpriset	186
4.2 Scenario Elöverskott	186
Biobränslekraftvärme	187
Vindkraft.....	187
El- och certifikatpris.....	188
4.3 Scenario Vindkraft.....	188
Vindkraft.....	189

Biobränslekraftvärme	190
4.4 Scenario Fossilbränsle	190
Biobränslekraftvärme	191
5 Resultat – frönybar elproduktion konsekvenser på nordisk elproduktion och nordiska koldioxidutsläpp	192
5.1 Grön elproduktion till följd av certifikatsystemet.....	193
5.2 Vad ersätter den gröna elproduktionen?	195
5.3 Hur påverkas de nordiska koldioxidutsläppen?.....	197
6 Resultat – viktiga parametrar	198
6.1 Certifikatpriset	198
6.2 Vindkraft.....	200
7 Allmänna iakttagelser	201
8 Ett urval av resultaten från förstudien.....	202
8.1 Olika mängd certifikat per kraftslag	203
8.2 Olika certifikatmodeller	207
8.3 Summan av el- och certifikatpris.....	207

1 Inledning

Utredningen (N 2000:07) om ett system för certifikathandel baserat på kvoter för användningen av el från förnybara energikällor (ELCERTH) gav Profu i uppdrag att genomföra en MARKAL-studie som analyserar effekterna av ett införande av certifikathandel i Sverige. Studien har omfattat följande moment:

- Förstudie som visade MARKAL:s möjligheter och utgjorde underlag för utformningen av huvudstudien (se separat PM)
- Anpassning av MARKAL för uppgiften, inklusive viss kompletterande indatainsamling
- Genomförande av modellkörningar för scenarier och parameteranalyser
- Resultatanalys och rapportskrivning

1.1 Frågeställningar och analysuppgifter

Gemensamt med ELCERTH gjorde vi ett urval av frågeställningar som bedömdes värdefulla att analysera med MARKAL. De viktigaste anges nedan:

- A. Priset på certifikaten vid olika förutsättningar:
Priset (eller "skuggpriset"¹) på certifikaten för förnybar el beräknas, som det mäts på den ersättning som kommer att krävas för att få den önskade mängden el från de specificerade källorna.
- B. Elpriset - utveckling och nivåer:
Hur påverkas elpriset i Norden av att en viss mängd förnybar elproduktion tvingas in via ett certifikatsystem i Sverige?
- C. Vilka förnybara alternativ kommer certifikatmarknaden av bestå av?
Hur kommer de energislag som omfattas av certifikat för förnybar el att utvecklas? Beräkningarna kommer att ge uppgifter om vilka tekniker inom "certifikatbubblan" som är mest kost-

¹ Skuggpriset är vad systemet är berett att betala för ytterligare en enhet. I detta fall är skuggpriset på certifikaten kostnaden för att införa ytterligare en enhet förnybar elproduktion.

nadseffektiva. Det gäller både alternativ som finns idag och nya alternativ.

D. Påverkan på övrig elproduktion:

Hur påverkas övrig elproduktion i Sverige och i Norden av att olika mängder förnybar elproduktion "tvingas in"? Här berörs även effekter av ökad import av el.

E. Känsligheten för olika utformning av certifikatsystemet:

Olika modeller för certifikatsutformningen analyseras. Det kan exempelvis gälla "certifikatsbubblans" storlek och hastigheten på dess tillväxt. Det kan också gälla relationen mellan certifikaten och elproduktionen (x antal certifikat per MWh_{el}).

F. Känsligheten för olika utveckling i elsystemets omvärld:

Scenarioanalys och parameterstudier med avseende på en serie variabler, t.ex. bränslepriser för förnybara och fossila bränslen. Totalkostnad/elpris och certifikatpris påverkas av elproduktionskostnaderna både för de energilag som omfattas av certifikatssystemet och övrig elproduktion.

2 Scenarier

Samtliga scenarier har körts i MARKAL i två versioner:

1. Utan certifikatsystem, och utan dagens stöd till de aktuella kraftslagen
2. Med certifikatsystem, men utan dagens stöd till de aktuella kraftslagen

Resultat presenteras för versionen med certifikatsystem. Dessutom visar vi i vissa fall differensen mellan de båda versionernas resultat.

Inte i något fall jämför vi med dagens stödsystem, eller någon annat stödsystem. Vårt uppdrag är alltså formulerat så att vi bara analyserar certifikatsystemet i förhållande till en situation helt utan politiska åtgärder och stöd för de kraftslag som certifikatsystemet omfattar. Om inget annat anges ingår dock dagens energi- och koldioxidskatter i beräkningarna. Följande fyra huvudscenarier har beräknats:

”Normal”

15 års livslängd för vindkraft, normalt (högt) naturgaspris, kolkondens tillåten.

”Elöverskott”

Som ovan, men här tillåts en oändlig import av el till det nordiska elsystemet till priset 18 öre/kWh.

”Vindkraft”

Ett fall med förbättrade förutsättningar för vindkraft, jämfört med förhållandena i Normal-scenariot. Vindkraften har 21 års livslängd och kolkondens tillåts ej. I övrigt som scenariot Normal.

”Fossilbränsle”

Ett fall med lågt naturgaspris (konstant på nivån 80 kr/MWh²) och ingen skatt på fossila bränslen. Detta leder bl.a. till lägre fjärrvärmepriser i Sverige. (Därmed ges biobränslekraftvärme skärpt konkurrens från produktion utanför certifikatsystemet: fossilbränslebaserad kraftvärme- och hetvattenproduktion.) I övrigt som Normal-scenariot.

2.1 Parameterstudier

Delvis inom scenarioanalysen och delvis som separata MARKAL-beräkningar har vi genomfört ett antal parameterstudier. Med parameterstudier avser vi beräkningar där en parameter varieras åt gången, t.ex. priset på naturgas. Följande parametrar har studerats, antingen i huvudstudien eller i förstudien:

- certifikatbubblans storlek som funktion av tiden (även fall utan certifikathandel)
- differentiering av antalet certifikat som respektive teknik ger

² Liksom i Normalscenariot startar gaspriset i Sverige på 96 kr/MWh år 1999. I Fossilbränslescenariot sjunker gaspriset i Sverige linjärt till 80 kr/MWh år 2011. Därefter är priset konstant

- skattesystemets betydelse
- antaganden om livslängd och investeringskostnad för vindkraft
- bränsleprisprognoser
- marginalproduktion av kolkondens eller ej
begränsad/obegränsad "import" av el till det nordiska systemet

3 Viktiga beräkningsförutsättningar

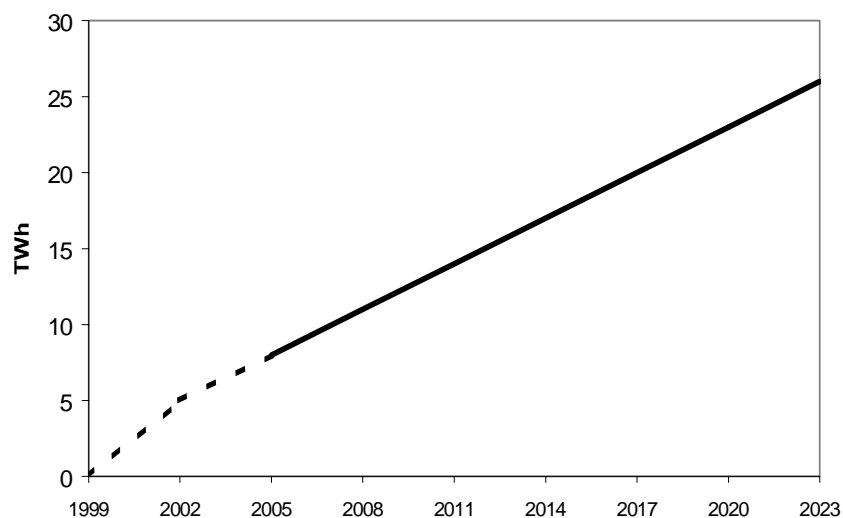
I detta avsnitt lyfter vi fram ett antal beräkningsförutsättningar av särskilt intresse för de aktuella frågeställningarna.

De kraftslag som i denna studie antas omfattas av certifikatssystemet är:

- biobränsleeldad kraftvärme
- avfallseldad kraftvärme
- biobränsleeldat mottryck i industrin
- biobränsleeldad kondensproduktion av el
- vindkraft (tre kostnadsklasser)
- ny vattenkraft (är begränsad till 2,5 TWh)
- solcellsel

Den tidsperioden som studerats är 1999 till 2023. Samtliga beräkningsfall i MARKAL (scenarier och parameteranalyser) innehåller samma storlek och ökningstakt på certifikathandeln (samma "certifikatbubbla"). Certifikatssystemet införs i samtliga fall i Sverige (och inte i övriga nordiska länder). Startnivån år 2002 väljs strax under den nivå på elproduktion som de aktuella produktionsslagen får i fallet utan certifikatsystem. Därmed är det först år 2005 som certifikatbubblan styr och till följd av detta ger ett certifikatpris. Figur 1 visar det förutsatta kravet på elproduktion från de specificerade elproduktionsalternativen som omfattas av certifikatssystemet.

Figur 1: Storlek på elproduktion som i samtliga scenarier krävs från de specificerade produktionsalternativen



Den databas för MARKAL där det nordiska el- och fjärrvärme-systemen beskrivs innehåller en mycket stor mängd indata. Där finns beskrivningar av bränslen (tillgång och pris), skattesystemet, en stor mängd tekniska alternativ för el- och fjärrvärmeproduktion (både existerande och framtida alternativ) samt prognoser för hur efterfrågan på el och fjärrvärme utvecklas. I detta avsnitt lyfter vi fram ett antal beräkningsförutsättningar som är viktiga för de aktuella analyserna.

3.1 Teknikdata

Här presenteras kostnader och prestanda för ett antal elproduktionsalternativ. Anledningen till att vi lyfter fram data även för alternativ som inte omfattas av certifikatssystemet är att dessa starkt påverkar den omgivning där "certifikatteknikerna" införs.

Tabell 1: Kostnader och prestanda för vindkraft och småskalig vattenkraft

	Ny vattenkraft I	Ny vattenkraft II	Ny vattenkraft III	Vindkraft land I	Vindkraft land II	Vindkraft hav
Investering (kr/kW)	10500	14700	18900	8800 → 6500	9900 → 7750	12000 → 9000
Fasta D&U (kr/kW)	200	200	200	175 → 130	200 → 155	240 → 180
Tillgänglighet (timmar)	4200	4200	4200	2000 → 2500	2700	3100
Livslängd (år)	27	27	27	15/(21)	15/(21)	15/(21)

Tabell 2: Kostnader och prestanda för kraftvärme och kondens

	Biokraftvärme	Gaskraftvärme	Kol-kondens	Gas-kondens
Investering (kr/kW)	11000–14500	6000–7000	9300	5200 → 4800
Fasta D&U (kr/kW)	220–310	120–140	170	105 → 95
Rörliga D&U (kr/MWh el)	35–40	16	35	15
Elverknings-grad (%)	30	50	45	60
Alfavärde	0,5	1,2		
Tillgänglighet (timmar)	< 7000	< 7000	< 7900	< 7900
Livslängd (år)	24	24	24	24

Symbolen "γ" indikerar att teknikutveckling antas driva kostnader nedåt, räknat från basåret till slutåret. Symbolen "-" talar istället om att ett kostnadsspänn föreligger för olika klasser inom samma teknikkategori, exempelvis beroende på storlek. Tillgängligheten beskriver i princip utnyttningen för vind och vatten (uppdelat på säsonger) eftersom de rörliga kostnaderna för dessa kraftslag är nära noll. För övriga tekniker bestäms utnyttningen i första hand av varaktigheten för el och värme medan tillgängligheten snarare ska ses som en övre gräns för utnyttningen.

3.2 Bränsledata

Antagandena om tillgång och pris på biobränslen är viktiga förutsättningar för beräkningarna. Vi har valt att beskriva biobränsle i form av olika klasser med olika tillgång och pris, tabell 3. Dessa

biobränslemängder står till förfogande för MARKAL och de tas i anspråk i kostnadsordning (först den billigaste klassen till potentialen uttöms, därefter nästa klass, och så vidare tills en optimal användningsnivå nåtts). Beskrivningen baseras på underlag från Energimyndigheten till Profu i februari 2001.

Tabell 3: Pris och potential för olika biobränslesortiment

	Skogsbränsle I	Skogsbränsle II	Skogsbränsle III	Skogsbränsle IV	Energi-skog
Kostnad (kr/MWh)	80	90	125	180	150
Potential (TWh/år)	8 → 10	9 → 14	15 → 22	7 → 12	3,5 → 6

Avlutar i skogsindustrin ingår ej i tabellen ovan. I modellen antas kostnaden för detta bränsle vara i det närmaste noll. Det förutsätts att mottrycksproduktionen från industrisektorn "papper & massa" ej överstiger 5 TWh. Symbolen "γ" innebär en potentialökning från basår till slutår.

Vi redovisar också prisantagandena för några importerade, fossila bränslen. Priserna redovisas exklusive skatter. Skatterna adderas i samband med beräkningen, med olika hög skattebelastning beroende på vad bränslena utnyttjas till. Vi antar att dagens (2001-01-01) svenska energi- och koldioxidskatter bibehålls under hela den studerade perioden. Anledningen till att vi lyfter fram dessa prisantaganden trots att de inte är aktuella för användning för "certifikatberättigad elproduktion" är att de indirekt påverkar den "gröna" elproduktionens konkurrenskraft. Prisprognoserna bygger på underlag från Energimyndigheten i februari 2001.

Tabell 4: Priser på importerade bränslen, exklusive skatter

	Kol	Olja, Eo1	Olja, Eo5	Naturgas
Kostnad (kr/MWh)	42 → 53	125 → 148	77 → 112	³ 70/96 → 142
Potential (TWh/år)	Obegränsad	Obegränsad	Obegränsad	Obegränsad

³ Det lägre priset i basåret gäller Danmark, Norge och Finland, det högre gäller Sverige

4 Resultat – förnybar elproduktion scenario för scenario

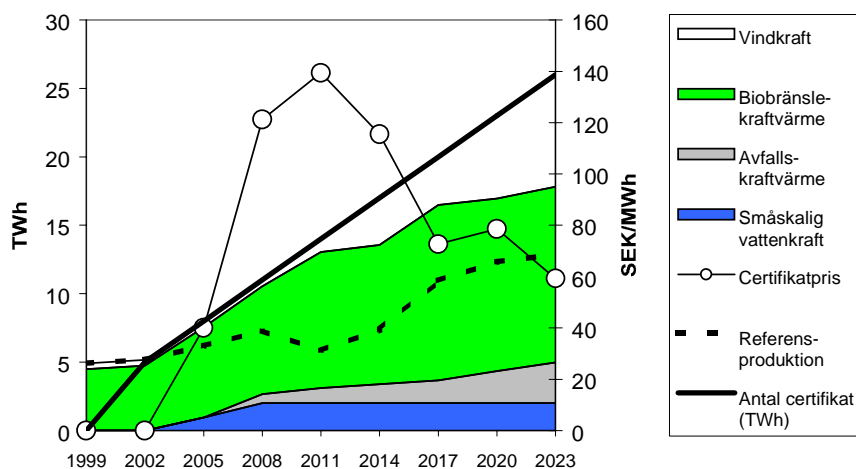
Nedan ges en resultatredovisning, scenario för scenario. I viss utsträckning har vi också inkluderat resultat från parameteranalysen.

4.1 Scenario Normal

Småskalig vattenkraft

I takt med att certifikatbubblan expanderar fylls den upp med olika produktionsalternativ. Mycket snabbt blir småskalig vattenkraft lönsam att bygga ut och kapacitet motsvarande 2 TWh/år byggs ut. Återstående 0,5 TWh/år har dock en så hög investeringskostnad att den inte väljs i något beräkningsfall.

Figur 2 Certifikatrelaterad elproduktion och certifikatpris för den studerade perioden. Den streckade linjen i figuren visar användningen av de aktuella elproduktionsalternativen i fallet utan certifikatsystem. Scenario Normal



Avfallskraftvärme

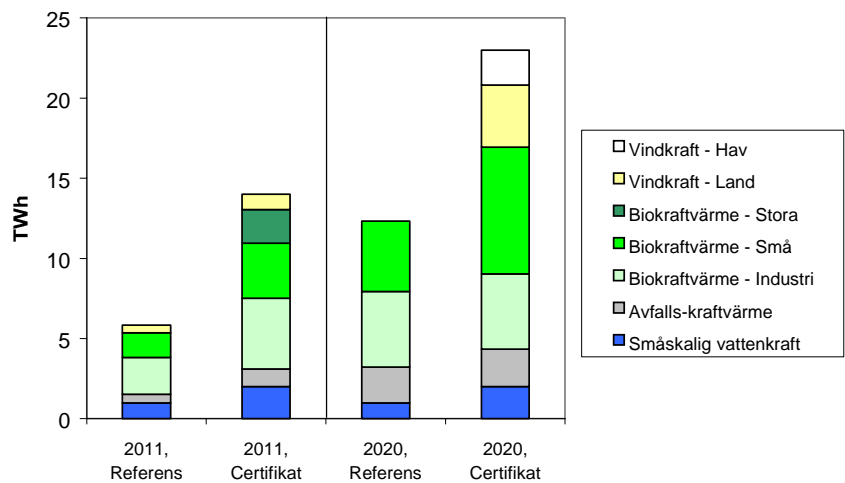
Avfallskraftvärme expanderar även i referensfallet (dvs. utan certifikathandel) vilket framgår av figur 3 nedan, men får ytterligare draghjälp från certifikatsystemet.

Antaganden för avfallskraftvärme och avfallshetvatten i modellen bygger på antaganden om tillgänglighet och (negativ) kostnad för avfall utifrån våra egna bedömningar. (Avfallskraftvärmens utbyggnad kan inte optimeras fram enbart ur energiperspektiv, eftersom den i stor utsträckning byggs för att åstadkomma en kvittblivning av avfall.)

Industriell bibränslekraftvärme

Kraftvärme inom industrin expanderar snabbt upp till den nivå som vi tillät i modellen. (Detta produktionsalternativ beskrivs mycket förenklat i modellen och den verkliga utvecklingen av industrins kraftvärme är nära kopplad till berörda industriers förhållanden.)

Figur 3 Certifikatrelaterad elproduktion samt elproduktionen i fallet utan certifikatsystem för två typiska år under den studerade perioden. Scenario Normal



Biobränslekraftvärme i fjärrvärmesystemen

Biobränslekraftvärme i fjärrvärmesystemen kan produceras i anläggningar uteslutande för biobränsle och sådana där både kol och biobränsle kan användas för elproduktion. (I figur 3 utgörs bränslebyte från kol till biobränsle av det som benämns "Biokraftvärme – Stora", medan "Biokraftvärme – Små" är anläggningar enbart för biobränsle.) I Normal-scenariot tillåts ingen import av el, och vi har samtidigt stigande efterfrågan på el. Därmed behövs efterhand ny kapacitet i elsystemet. Detta avspeglas i ett stigande elpris. Inledningsvis byggs ny biobränslekraftvärme ut och ny kapacitet tillförs därmed.

Under en kort period kring 2011 upphör utbyggnaden av ny biokraftvärme och certifikatbubblan fylls istället med genom bränslebyte från kol till biobränsle i befintliga kraftvärmeverk som kan elda båda bränslena. Detta förklaras med en kombination av sjunkande fjärrvärmepreis, relativt lågt elpris och stigande kolpris. Det blir då lönsamt att byta från kol till biobränsle i de kraftvärmeverk som erbjuder denna möjlighet. Under övrig tid är det lönsamt att fortsätta elda kol för elproduktion och biobränsle för värmeproduktion. Detta är totalt sett ett mycket litet delresultat som inte påverkar särskilt mycket. Det är dock kvalitativt intressant eftersom det visar att det kan bli så att vissa anläggningar kan vandra in i, och ut ur certifikatsystemet.

Vindkraft

År 2014 kommer den första introduktionen av ny vindkraft. Detta kan förklaras med att den antagna kostnadsreduktionen medfört att landbaserad vindkraft då blir konkurrenskraftig. Hela potentialen för denna typ av vindkraft utnyttjas och övrig nödvändig expansion inom certifikatbubblan täcks med biobränslekraftvärme.

När vi kommer fram till 2020 har havsbaserad vindkraft nått ned till konkurrenskraftiga priser. Samtidigt är utrymmet för biobränslekraftvärmens sett ur fjärrvärmeperspektiv alltmer uttömt och tillgången till billiga biobränslen är begränsad. Denna kombination leder till att den fortsatta expansionen inom certifikatbubblan täcks med vindkraft.

I takt med att elpriset stiger till följd av ökande el-efterfrågan behövs allt lägre certifikatpris för att motivera utbyggnad av "grön"

elproduktion. Detta förstärks ytterligare av den kostnadsreduktion vi antagit för vindkraft.

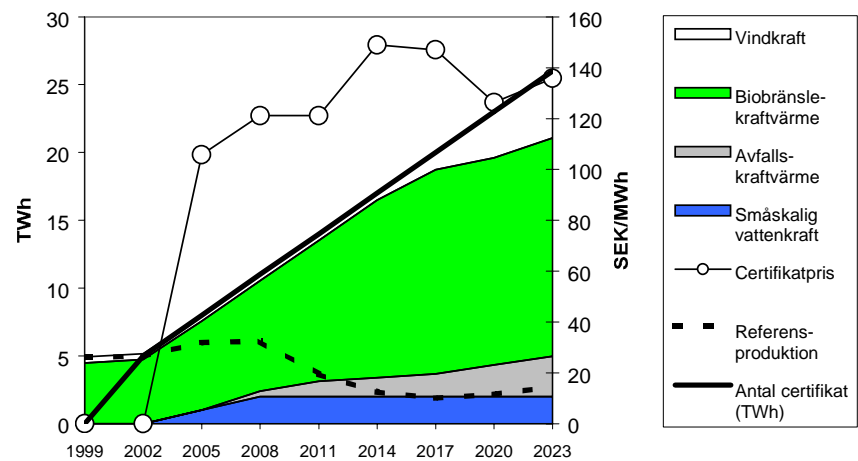
Certifikatpriset

I Normal-scenariot ligger certifikatpriset under hela perioden på en nivå 150 kr/MWh eller lägre.

4.2 Scenario Elöverskott

Scenariot Elöverskott skiljer sig från Normal-scenariot genom att obegränsad import av el till det nordiska elsystemet tillåts till priset 18 öre/kWh. Därmed stiger inte elpriset till följd av den ökade efterfrågan på el i Sverige. Detta leder till genomgående högre certifikatpriser, eftersom elpriset inte på samma sätt bidrar till att täcka kostnaderna för de produktionsslag som ligger inom certifikatsystemet. Den maximala nivån på certifikatpriset blir av samma storleksordning som i Normal-scenariot, men den minskning man kunde se i Normal-scenariot uteblir här.

Figur 4 Certifikatrelaterad elproduktion och certifikatpris för den studerade perioden. Den streckade linjen i figuren visar användningen av de aktuella elproduktionsalternativen i fallet utan certifikatsystem. Scenario Elöverskott



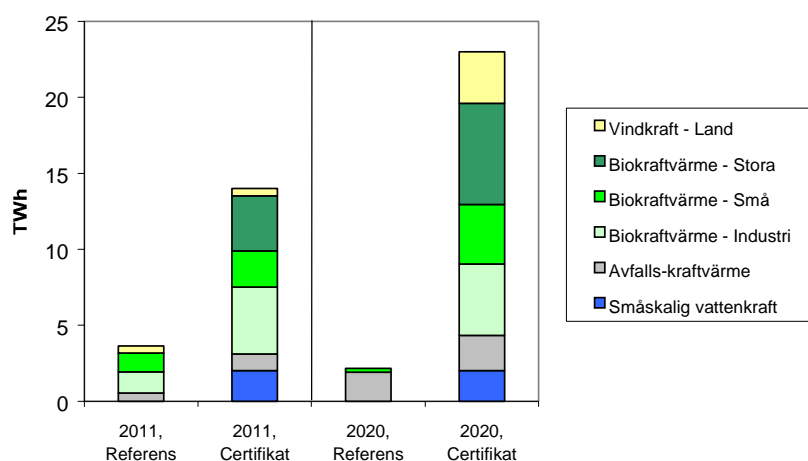
Biobränslekraftvärme

En markant skillnad i detta fall är alltså att behovet av ny kapacitet är betydligt mindre. Därmed täcks en avsevärt större del av biobränslekraftvärmens av bränslebyten i existerande anläggningar som kan elda både kol och biobränsle. (Detta tillför ju ingen ny elproduktionskapacitet.) Det blir dock fortfarande en relativt stor utbyggnad av ny biobränslekraftvärme.

Vindkraft

Det minskade behovet av ny elproduktion gör också att vindkraft-introduktionen senareläggs (från 2014 till 2017) och att introduktionen blir mindre (3 TWh istället för 6 TWh år 2020).

Figur 5 Certifikatrelaterad elproduktion samt elproduktionen i fallet utan certifikatsystem för två typiska år under den studerade perioden. Scenario Elöverskott

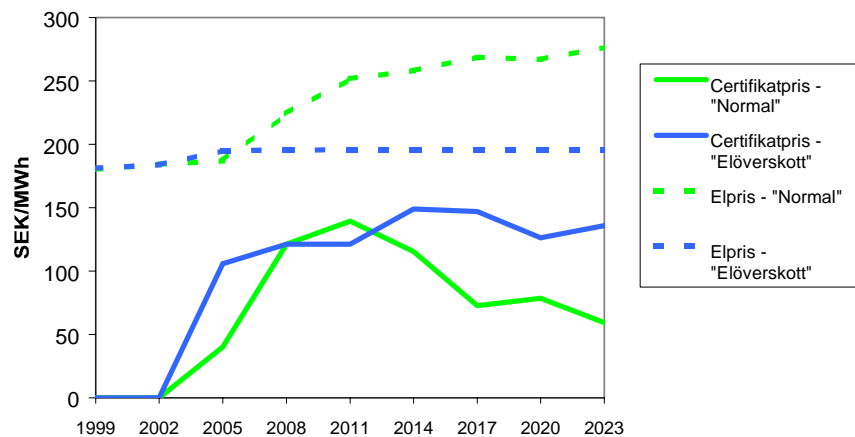


Det låga elprisets effekt på den spontana introduktionen av de aktuella produktionsslagen framgår av den streckade linjen i figur 4. Figur 5 visar detta i detalj. Man kan alltså förvänta sig en mycket blygsam användning om inget stödsystem tillämpas och om elpriset ligger kvar på en låg nivå.

El- och certifikatpris

Som tidigare diskuterats finns en stark koppling mellan elpriset och certifikatpriset. Detta visas tydligt i figur 6. Där presenteras el- respektive certifikatpris för beräkningsfallen Normal och Elöverskott. Förklaringen till det principiella utseendet är alltså att ett lågt elpris medför att en större del av kostnaden för elproduktionen från "certifikatteknikerna" måste bäras av intäkter från certifikatsystemet.

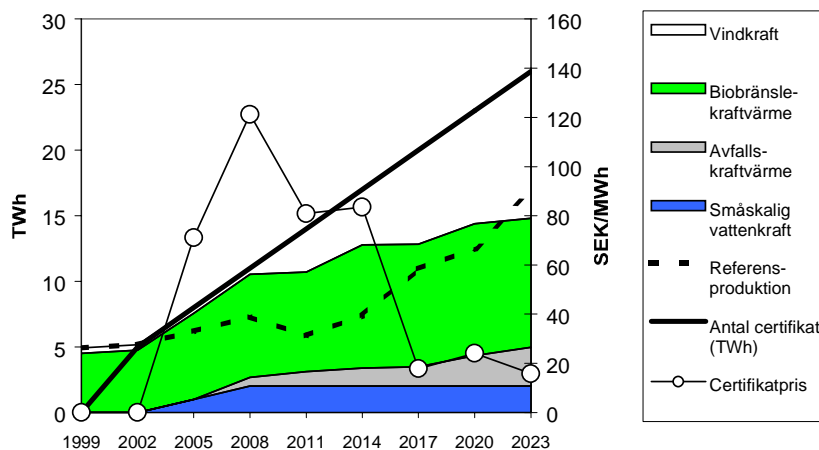
Figur 6 Sambandet mellan elpris och certifikatpris i scenarierna Normal och Elöverskott



4.3 Scenario Vindkraft

Scenariot Vindkraft innehåller förbättrade förutsättningar för vindkraft, jämfört med förhållandena i Normal-scenariot. Vindkraften har här 21 års livslängd (istället för 15 år) och kolkondens tillåts inte (vilket leder till marginellt högre elpriser). I övrigt är förutsättningarna desamma som i Normal-scenariot.

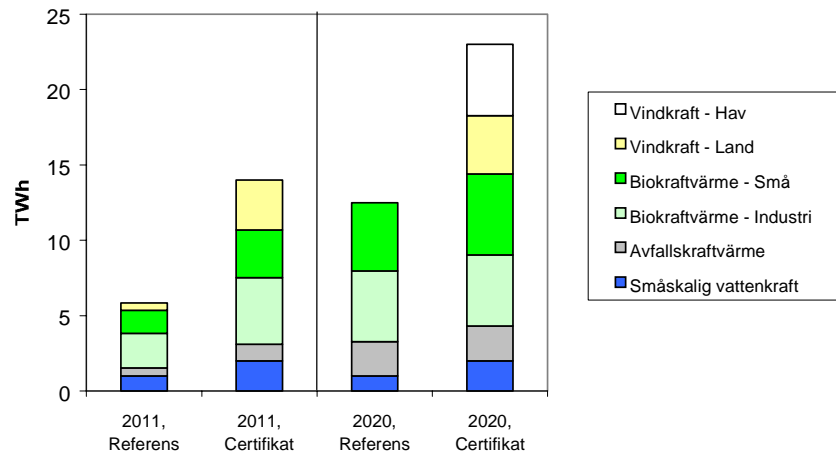
Figur 7 Certifikatrelaterad elproduktion och certifikatpris för den studerade perioden. Den streckade linjen i figuren visar användningen av de aktuella elproduktionsalternativen i fallet utan certifikatsystem. Scenario Vindkraft



Vindkraft

Den relativt lilla skillnad i elproduktionskostnad som den förlängda livslängden leder till för vindkraft får mycket stort genomslag i utbyggnadstakten för vindkraften. Här inleds utbyggnaden redan 2011 och mängden vindkraft blir också betydligt större än i Normal-scenariot. År 2020 uppgår vindkraftproduktionen till 9 TWh istället för 6 TWh i Normal-scenariot.

Figur 8 Certifikatrelaterad elproduktion samt elproduktionen i fallet utan certifikatsystem för två typiska år under den studerade perioden. Scenario Vindkraft



De lägre kostnaderna för vindkraften medför samtidigt att avsevärt lägre nivåer på certifikatpriset behövs för att fylla "certifikatbubblan". Elproduktionskostnaden för vindkraft når dock inte ned till en nivå som gör det lönsamt att bygga ut utan stöd (utom en försumbar spontan introduktion i sista beräkningsperioden).

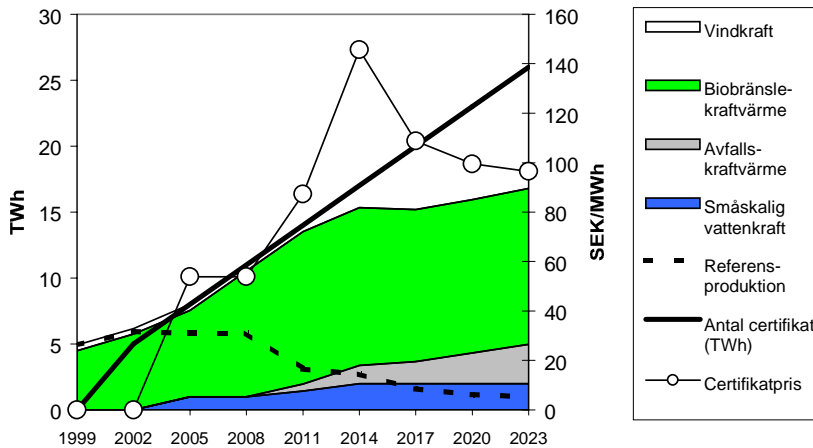
Biobränslekraftvärme

Fortfarande blir dock biobränslekraftvärme det dominerande produktionsalternativet inom certifikatsystemet, särskilt under de inledande 10 åren.

4.4 Scenario Fossilbränsle

Scenariot Fossilbränsle togs fram för att avspegla en situation med lågt fjärrvärmepreis. Ett lågt naturgaspris och ingen skatt på fossila bränslen medför att konkurrensen från produktion utanför certifikatsystemet ökar, vilket skulle kunna göra biobränslekraftvärme mindre attraktiv. Naturgasbaserad hetvatten- och kraftvärmeproduktion blir en stark konkurrent. I övrigt som Normal-scenariot.

Figur 9 Certifikatrelaterad elproduktion och certifikatpris för den studerade perioden. Den streckade linjen i figuren visar användningen av de aktuella elproduktionsalternativen i fallet utan certifikatsystem. Scenario Fossilbränsle



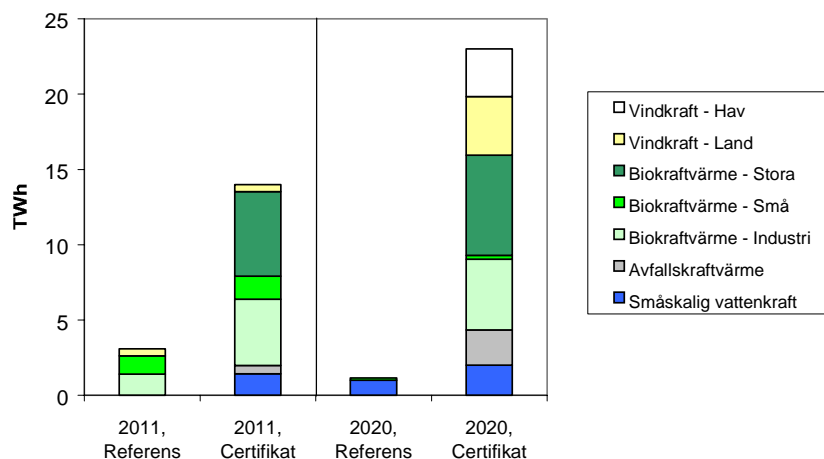
Biobränslekraftvärme

Resultatet blev dock inte det förväntade. Det blir minst lika mycket biobränslekraftvärme som i Normal-scenariot, men fördelningen mellan ny biobränslekraftvärme och bränslebyte i storskaliga biokraftvärmeverk är en annan. Denna fördelning har samma utseende som i scenariot Elöverskott. Certifikatpriset blir helt naturligt högre än i Normal-scenariot eftersom vi här har ett lägre elpris (till följd av billig (skattefri) elproduktion i koleldade kraftvärmeverk). Om man jämför med scenariot Elöverskott ligger certifikatpriset på ungefär samma nivå.

Den ökade konkurrensen från fossila bränslen har alltså inte minskat utnyttjandet av biobränslekraftvärme totalt sett. Bland annat leder en ökad användning av skattebefriad kol och naturgas i fjärrvärmesystemet (både i kraftvärmeverk och i rena hetvattenpannor) till att billigare biobränsle frigörs för biobränslebaserad kraftvärme, företrädesvis, som tidigare nämnts, som bränslebyte från kol till biobränsle (i figur 10 benämnt "Biokraftvärme – Stora"). Totalt sett blir konsekvensen av beräkningsförutsättning-

arna i detta fall oförändrad, eller möjligen ökad konkurrenskraft för bibränslekraftvärme.

Figur 10 Certifikatrelaterad elproduktion samt elproduktionen i fallet utan certifikatsystem för två typiska år under den studerade perioden. Scenario Fossilbränsle



5 Resultat – förnybar elproduktion, konsekvenser på nordisk elproduktion och nordiska koldioxidutsläpp

I detta avsnitt lyfter vi fram några specifika frågeställningar med koppling till ett elcertifikatsystem i Sverige. Inledningsvis presenteras den förnybara elproduktion som införs uteslutande tack vare certifikatsystemet. (Samma "certifikatbubbla" har utnyttjats i alla fyra scenarierna.) Därefter tar vi upp ett par konsekvenser av ett svenskt certifikatssystem ur nordiskt perspektiv. Den första är vilken elproduktion i det nordiska elsystemet som ersätts av den produktion som drivs in av det förutsatta certifikatsystemet. Den andra konsekvensen som lyfts fram är effekten av certifikatsystemet på de nordiska koldioxidutsläppen.

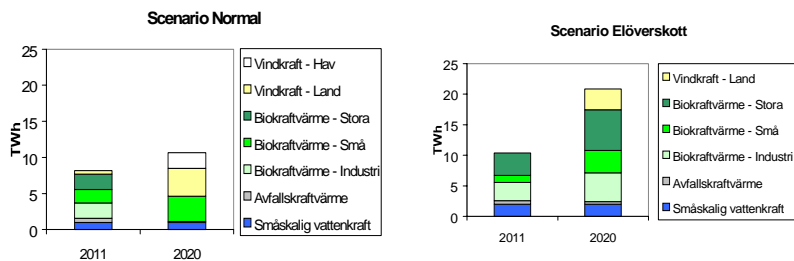
5.1 Grön elproduktion till följd av certifikatsystemet

I tidigare avsnitt har vi presenterat vilka elproduktionsalternativ som utnyttjas för att fylla upp den produktionsvolym som certifikatsystemet kräver. Där framgår också hur mycket av de "gröna" elproduktionsalternativen som införs spontant, dvs. utan certifikatsystemets krav. Det kan i detta sammanhang vara intressant att studera vilken elproduktion som införs uteslutande till följd av certifikatsystemet, dvs. skillnaden mellan förnybar elproduktion i Sverige då certifikatsystemet tillämpas och motsvarande produktion utan utnyttjande av certifikatsystemet.

När vi diskuterar resultatet för fallet utan certifikatsystem avser vi ett läge helt utan riktade stöd till de aktuella "gröna" elproduktionsteknikerna. Vi avser alltså inte dagens situation med ett tillfälligt stöd till småskalig elproduktion, 9 öre/kWh, miljöbonus till vindkraft, 18,1 öre/kWh, och investeringsstöd till småskalig vattenkraft, vindkraft och biobränslekraftvärme. Vår uppgift har alltså inte varit att utvärdera certifikatsystemet i förhållande till dagens stödsystem.

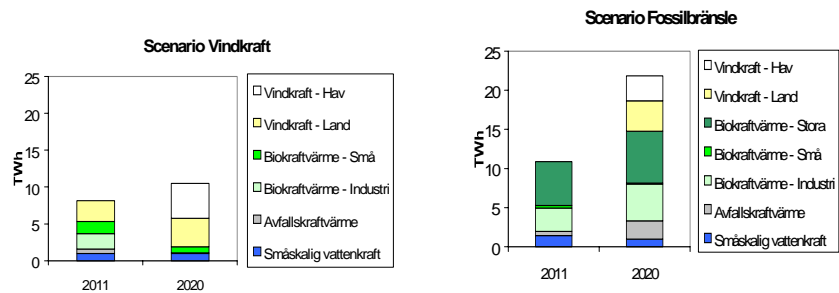
Figur 11 visar den introduktion av "grön" elproduktion som certifikatsystemet givit upphov till, jämfört med ett fall helt utan särskilda stöd till dessa tekniker. Vi har valt att redovisa den "certifikatsdrivna" elproduktionen för åren 2011 och 2020. För vardera scenario redovisas resultat från två representativa år.

Figur 11 Grön elproduktion som tillkommit till följd av certifikatsystemet år 2011 och 2020.



I scenariot Normal leder certifikatsystemet år 2011 till en ökning av "grön" elproduktion på ca 8 TWh. Detta motsvarar ca 60 % av den "gröna" elproduktionen i detta scenario. Resterande 40 % utnyttjas därmed spontant även utan certifikatsystemet. Certifikatsystemet bidrar till expansionen av samtliga "gröna" produktionsalternativ.

År 2020 tillkommer 11 TWh "grön" elproduktion till följd av certifikatsystemet. Vid denna tidpunkt utgör detta mindre än hälften av den totala användningen av "grön" elproduktion. Certi-



fikatsystemet bidrar på lång sikt framför allt till introduktionen av vindkraft, medan biobränslebaserat industriellt mottryck och avfallsförbränning väljs även i ett fall utan certifikatsystem. Även en stor del av biobränslekraftvärmens och den småskaliga vattenkraften införs spontant.

Scenariot Elöverskott skiljer sig från Normal-scenariot genom ett konstant, lågt elpris. (I Normal-scenariot stiger priset till följd av behov av ny produktionskapacitet orsakad av ökad efterfrågan i Norden.) Det låga elpriset i scenariot Elöverskott medför att en avsevärt mindre mängd "grön" elproduktion införs spontant. Här motiveras 70 % av "grön" elproduktion år 2011 av certifikatsystemet (90 % år 2020). Jämfört med Normal-scenariot utnyttjas relativt lite vindkraft och största delen av den biobränslekraftvärme som utnyttjas är av typen bränslebyten. Båda dessa skillnader orsakas av ett minskat behov av ny elproduktionskapacitet.

Den längre avskrivningstiden för vindkraft som ingår i scenariot Vindkraft ger en större introduktion av vindkraft jämfört med Normal-scenariot. Vindkraften är dock inte tillräckligt billig för att vara konkurrenskraftig utan stöd. Utan certifikatsystemet införs alltså ingen vindkraft. Den förbättrade ekonomin för vindkraft, som den längre livslängden medför, leder dock till att vindkraft får

en större roll inom certifikatsystemet, dvs. vindkraft utgör en relativt sett större del av den "gröna" elproduktionen som certifikatsystemet tvingar in. Det som kommer in spontant i detta scenario utgörs, liksom i Normal-fallet av delar av avfallsförbränning, bio-bränslebaserat industriellt mottryck och kraftvärme samt småskalig vattenkraft.

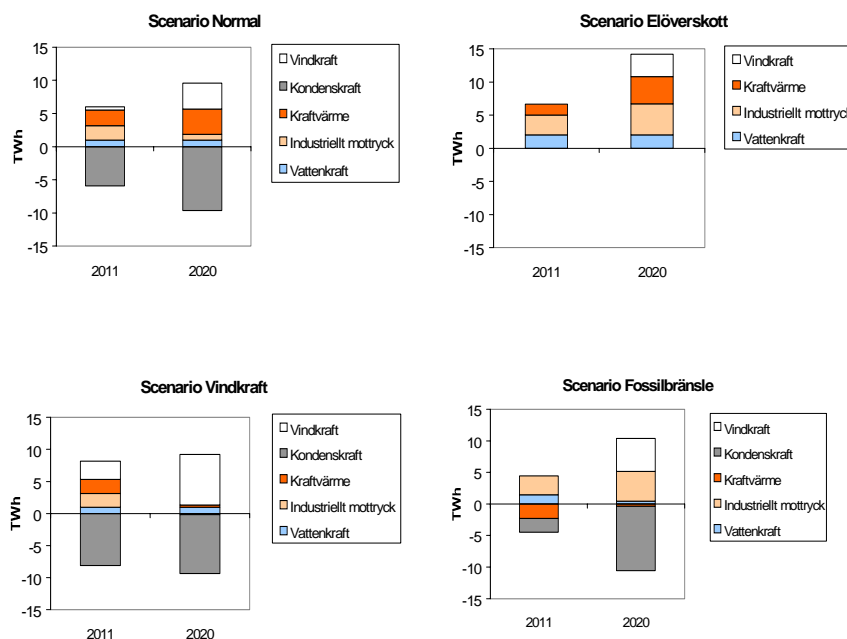
I scenariot Elöverskott har vi ansatt en obegränsad tillgång till elimport till det nordiska systemet till ett lågt pris. Även i scenariot Fossilbränsle blir elpriset relativt lågt till följd av att kraftvärme baserad på fossila bränslen blir billig och därigenom expanderar, särskilt i Sverige. Här sjunker också fjärrvärmepriiset kraftigt. I dessa scenarier blir det svår för "grön" elproduktion att konkurrera och certifikatsystemet är då orsaken till det mesta av den introduktion av "grön" elproduktion som sker.

5.2 Vad ersätter den gröna elproduktionen?

Eftersom vi i våra beräkningar antagit en viss utveckling av elanvändningen i Sverige (och i resten av Norden) kommer alltså den "gröna" elproduktion som certifikatsystemet tvingar in att ersätta annan elproduktion. Det är intressant att analysera vilken elproduktion som ersätts. Det vore ju exempelvis beklagligt om vindkraft som tvingas in av certifikatsystemet i Sverige ersätter samma mängd vindkraft som annars skulle byggts ut i Danmark. Figur 12 visar vilken elproduktion som tillkommer, respektive ersätts i Norden då certifikatsystemet införs i de fyra scenarierna. (För vart och ett av de fyra scenarierna redovisas resultat för två representativa år.)

I Normal-scenariot är det i huvudsak kondensproduktion som ersätts av den "gröna" el som certifikatsystemet åstadkommer. Detta är dock inte hela sanningen. MARKAL-beräkningarna visar att viss kraftvärmeproduktion baserad på fossila bränslen också ersätts, åtminstone år 2011. Detta framgår om man jämför med figur 3 i avsnittet ovan. Där tillkommer 6,5 TWh kraftvärme år 2011 (inklusive industriellt mottryck). Av figur 12 framgår att kraftvärmeproduktionen i Norden ökar med 4,5 TWh. Detta visar alltså att 2 TWh annan kraftvärmeproduktion försvinner till följd av den "gröna" elproduktion som introduceras till följd av certifikatsystemet. Även år 2020 visar MARKAL att det till helt övervägande del är kondensproduktion som ersätts, men ca. 1 TWh av den vindkraft som tillkommer ersätter vindkraft i andra länder.

Figur 12 Elproduktion som tillkommer, respektive ersätts, i Norden då certifikatsystemet införs. Visar situationen år 2011 och 2020. (Beteckningen "kraftvärme" avser både kraftvärme som baseras på biobränslen och sådan som baseras på fossila bränslen.)



I scenariot Elöverskott har vi ju antagit tillgång till billig elimport till Norden, utan att gå in på hur denna producerats. Scenariot är i första hand till för att visa effekterna av ett lågt elpris. I dessa scenarier sker ingen utbyggnad av kondensproduktion i Norden, eftersom den billiga elimporten istället utnyttjas. Därmed ersätter den "gröna" elproduktion som tvingas in inte heller någon kondensproduktion, utan istället import till Norden (som inte syns i figuren).

I scenariot Vindkraft, med bra förutsättningar för vindkraft, är det nästan uteslutande kondensproduktion som ersätts av certifikatsystemets "gröna" elproduktion. År 2020 ersätts dock även 1 TWh vindkraft i andra nordiska länder.

Scenariot Fossilbränsle karaktäriseras av kraftigt ökad konkurrenskraft för kraftvärmeproduktion baserad på fossila bränslen, främst i Sverige men också i övriga nordiska länder. Detta får till följd att den biobränslebaserade kraftvärme som införs till följd av

certifikatsystemet till mycket stor del ersätter kraftvärme baserad på fossila bränslen. Även övrig "grön" elproduktion som införs till följd av certifikatsystemet, t.ex. industriellt mottryck, ersätter delvis fossilbränslekraftvärme. År 2011 är det endast en mindre mängd fossilkondens som ersätts, men år 2020 ersätter den "gröna" elproduktionen ungefär till hälften fossilkondens.

I huvudsak är det alltså i de flesta scenarier kondenskraftverk eldade med fossila bränsle som ersätts av den "gröna" elproduktion som certifikatsystemet driver in. I viss utsträckning utkonkurreras dock även kraftvärme baserad på fossila bränsle och vindkraft av denna tillkommande elproduktion.

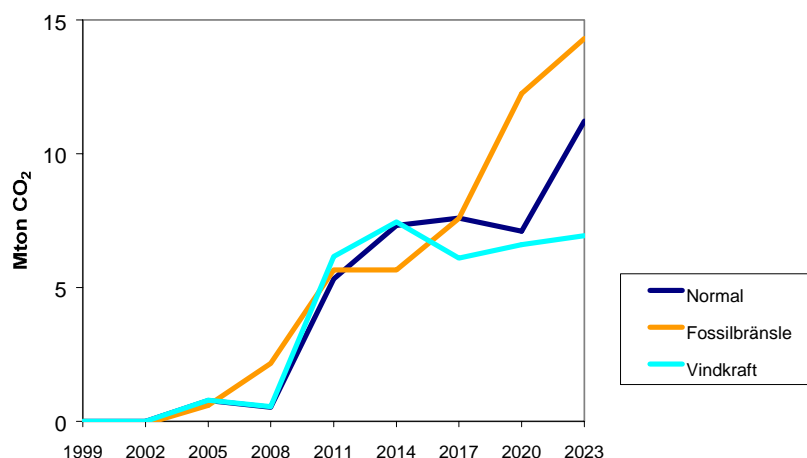
Ett sätt att undvika att "grön" elproduktion som införs till följd av ett svenskt certifikatsystem ersätter liknande produktion i grannländerna skulle vara att införa ett nordiskt certifikatsystem. Då skulle man kunna undvika att svensk "certifikatmotiverad" vindkraft ersätter t.ex. dansk vindkraft. Fortfarande skulle dock ett sådant nordiskt system kunna få till följd att exempelvis kraftvärme baserad på fossila bränsle skulle konkurreras ut. I ett avreglerat nordeuropeiskt elsystem kan man alltså inte utgå från att det uteslutande är kondensproduktion baserad på fossila bränsle som ersätts. Beräkningarna visar dock att det till övervägande delen är sådan kondensproduktion som ersätts då förnybar elproduktion tvingas in med hjälp av certifikatsystemet.

5.3 Hur påverkas de nordiska koldioxidutsläppen?

En bakomliggande tanke med det analyserade certifikatsystemet är att det skall bidra till miljömässigt bättre elproduktion. I första hand är det utsläppen av koldioxid som skall minskas. Det är i detta sammanhang intressant att studera certifikatsystemets effekt på de nordiska koldioxidutsläppen, särskilt mot bakgrund av diskussionen i föregående avsnitt. Figur 13 visar hur koldioxidutsläppen förändras till följd av certifikatsystemet i tre scenarier.⁴ (Referensfallet utan certifikatsystem för respektive scenario utgörs av ett fall helt utan stöd till "grön" elproduktion i Sverige. Där ingår exempelvis inte vindkraftens miljöbonus. Figuren visar alltså inte koldioxidkillnaderna jämfört med dagens stödsystem.)

⁴ I scenariot "Elöverskott" har vi givit tillgång till billig importerad el utan några koldioxidutsläpp kopplade till densamma. Det blir därmed ointressant att i detta scenario kvantifiera effekterna på koldioxidutsläppen om ett certifikatsystem tillämpas

Figur 13 Minskning av de nordiska koldioxidutsläppen till följd av certifikatsystemet, jämfört med ett fall utan stöd till svensk "grön" elproduktion.



Av figuren framgår att certifikatsystemet har en tydligt begränsande effekt på utsläppen av koldioxid i Norden. Kopplingen mellan hur mycket "grön" elproduktion som tvingas in och effekten på koldioxidutsläppen är också tydlig.

6 Resultat – viktiga parametrar

Nedan ges en resultatredovisning för ett par av de parametrar som studerats. För var och en av parametrarna redovisas resultat både från scenarioanalysen och parameterstudierna.

6.1 Certifikatpriset

Figur 14 visar certifikatpriset för ett antal beräkningsfall. Dels de fyra scenarier som diskuterats ovan och dels några ytterligare fall med andra kombinationer av beräkningsförutsättningar.

De nya beräkningsfallen bygger på följande beräkningsantaganden:

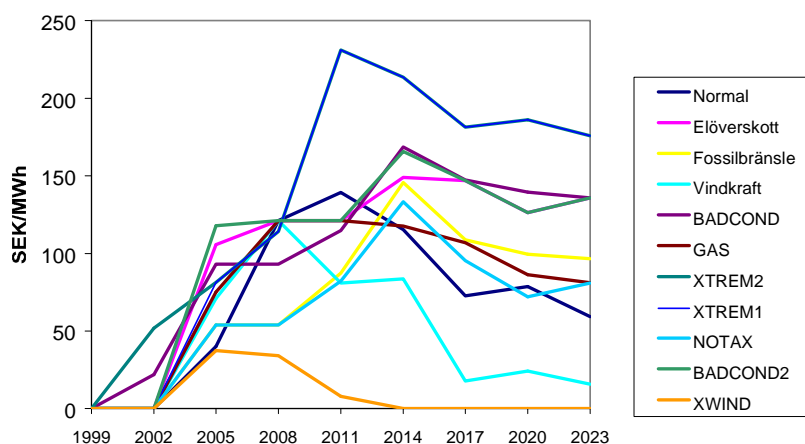
- BADCOND: Inga skatter på naturgas, lågt naturgaspris och import av el till det nordiska elsystemet tilläts till priset 18 öre/kWh
- GAS: Lågt naturgaspris
- XTREM1: Import av el till det nordiska elsystemet tilläts till priset 14 öre/kWh och 50 TWh fiktiv fjärrvärmeproduktion tillgänglig till priset 10 öre/kWh
- XTREM2: Som XTREM1, men dessutom inga skatter på naturgas och lågt naturgaspris
- NOTAX: Inga skatter på fossila bränslen
- BADCOND2: Lågt naturgaspris och import av el till det nordiska elsystemet tilläts till priset 18 öre/kWh
- XWIND: Livslängd 21 år för vindkraft och halverade investeringskostnader för vindkraft i Sverige

Man kan förenklat dela in fallen i två grupper: de som innehåller stigande elpris till följd av behov av kapacitetsutbyggnad och de som har ett lågt elpris, t.ex. till följd av antagandet om obegränsad, billig elimport till Norden. Certifikatpriset stiger i de allra flesta fallen till ungefär samma nivå inom 5–10 år. Den första gruppen uppvisar därefter en utveckling med sjunkande certifikatpriser, medan den senare gruppen uppvisar konstanta, eller svagt stigande certifikatpriser. Förklaringen till detta uppförande är, som diskuterats ovan, att ett stigande elpris hjälper till att betala för de elproduktionstekniker som tvingas in av certifikatsystemet. Ett lågt elpris medför att en större del av kostnaden för elproduktionen från "certifikatteknikerna" måste bäras av intäkter från certifikatsystemet.

Endast två av de presenterade fallen ger certifikatpris som passerar nivån 170 kr/MWh. Det inträffar i fallen med tillgång till mycket billig el och fjärrvärme, XTREM1 och XTREM2. I dessa fall hamnar certifikatpriset runt 200 kr/MWh. Orsaken är att en betydligt större del av de förnybara elproduktionsteknikernas kostnader måste bäras av certifikatsystemet.

Fallet med mycket låga investeringskostnader för vindkraft som beräknats, XWIND, leder på medellång sikt till ett certifikatpris på 0 kr/MWh, dvs. erforderad elproduktion från de specificerade elproduktionsteknikerna uppnås spontant. Från och med 2011 har i detta fall certifikatsystemet ingen inverkan på elsystemet. (Systemet gör dock heller ingen skada.)

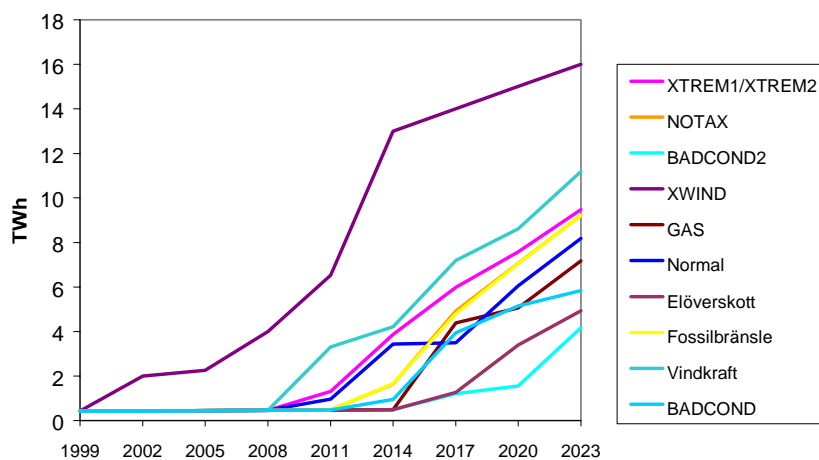
Figur 14 Certifikatprisutveckling vid olika kombinationer av indataantaganden



6.2 Vindkraft

Figur 15 visar användningen av vindkraft i ett antal beräkningsfall där certifikatsystemet ingår. Av figuren framgår när utbyggnaden av vindkraft inleds och vilken nivå produktionen når upp till vid olika tidpunkter och olika kombinationer av beräkningsförutsättningar. I de flesta fall dröjer introduktionen 10 år eller mer. Det är endast i fallet med extremt låga investeringskostnader för vindkraft (hälften av grundantagandet), fallet XWIND, som introduktionen kommer tidigare.

Figur 15 Vindkraftutbyggnad vid olika kombinationer av indata-
antaganden



7 Allmänna iakttagelser

I detta avsnitt lyfter vi kortfattat fram några allmänna iakttagelser vi gjort med utgångspunkt från de genomförda beräkningarna.

- Vindkraft blir inte spontant lönsam i något fall utan certifikatsystem eller miljöbonus.
- Introduktionen av vindkraft kommer knappast igång före 2010 med den antagna utformningen av certifikatsystemet.
- Certifikatpriset överstiger inte 150 kr/MWh i något av de fyra huvudscenarierna.
- Dagens energiskattesystem innebär att skillnaden mellan pris på fjärrvärme- och elproduktion inte är så stor som den "borde" vara. (Värmeproduktionen är hårt beskattad, medan elproduktionen är i princip skattefri.) Detta innebär också att fjärrvärmepriset i de flesta fall ligger i intervallet 150–200 kr/MWh. Ett lägre fjärrvärmepris kan göra biobränslekraftvärme mindre konkurrenskraftigt och därmed skulle certifikatpriset bli högre.
- Certifikatsystemet i kombination med dagens skattesystem leder till att det kraftvärmeunderlag som fjärrvärmesystemet

utgör, i stor utsträckning tas i anspråk för tekniker med lågt el-utbyte, t.ex. avfalls- och biobränslekraftvärme. Som ett räkneexempel kan man anta att 30 TWh/år utnyttjas som kraftvärmeunderlag (resten täcks med spillvärme, hetvattenpannor för topplast, m.m.). Om vi antar att avfalls- och biobränslekraftvärme tillsammans har ett viktat alfa-värde på 0,4 blir elproduktionen 12 TWh/år. Om man istället utnyttjar kraftvärmeunderlaget för naturgaskraftvärme med ett alfa-värde på 1,2 blir elproduktionen istället 36 TWh/år, dvs. tre gånger så mycket. (Man kan invända att biobränslen kan förgasas och därmed möjliggöra höga alfavärden. För närvarande är dock detta kommersiellt oprövad teknik.)

8 Ett urval av resultaten från förstudien

Som avslutning ger vi några resultat och slutsatser från den tidigare genomförda förstudien. Det gäller följande frågeställningar, som inte närmare berörts i huvudstudien:

1. Olika mängd certifikat för olika kraftslag
2. Olika utformning av certifikatbubblan
3. Summan av el- och certifikatpris

Observera att vi i förstudien använt en MARKAL-databas för Norden som dels har längre tidshorisont och längre tidsperioder (1995–2050, indelat i 7-årsperioder) än den MARKAL-databas som använts i huvudstudien, dels inte inkluderar de anpassningar av databasen med som gjorts exklusivt för huvudstudien. Det innebär att de kvantitativa resultaten från förstudien skall ses som mycket ungefärliga och inte heller helt jämförbara med huvudstudiens resultat.

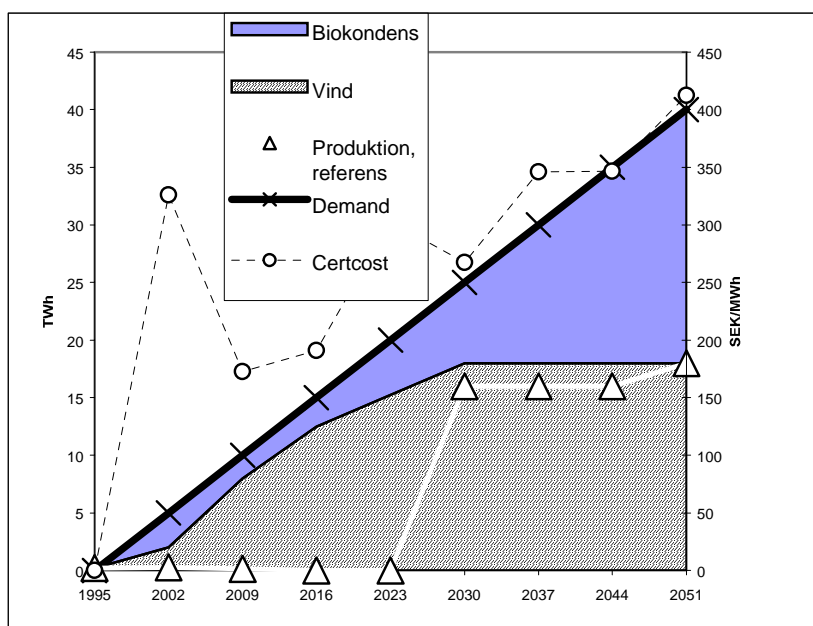
Flera av de kvalitativa resultaten och slutsatserna från förstudien är dock fortfarande giltiga och eftersom förstudien delvis innehöll andra frågeställningar än huvudstudien, finner vi det intressant att redovisa några av förstudiens resultat i denna slutrapport för projektet.

En utförligare redogörelse för förstudien ges i Profus rapport: "Förstudie för Elcertifikatutredningen: - Inför analyser och simuleringar med MARKAL-modellen" daterad 2000-12-21.

8.1 Olika mängd certifikat per kraftslag

För att undersöka effekten av andra modeller av certifikat, t.ex. om vissa kraftslag tilldelas fler eller färre certifikat per producerad kWh el, gjordes körningar där endast vindkraft och biokondens tilläts vara utfärdare av gröna certifikat. En körning gav både biokondens och vindkraft "certifikatvikten" ett (ett certifikat per kWh) och en annan gav biokondens vikten fem och vindkraft ett.⁵ Figur 16 och 17 visar resultaten av körningarna. Efterfrågan på certifikat visas i figuren av den breda linjen och ökar från 0 (1995) till 40 TWh (2051), vänstra axeln i figuren.

Figur 16 Certifikatvikten ett för vindkraft och biokondens



Certifikatpriset är mycket högre i figur 16 (högra axeln) än i de ovan redovisade scenarierna från huvudstudien. Detta förklaras av att de flesta av de förnybara alternativen här har uteslutits. I figur 16 syns dessutom tydligt det höga skuggpriset på certifikat i början som ett resultat av den begränsade vindkraftpotentialen, vilket leder till att biokondens måste byggas för att tillgodose efterfrågan på certifikat. Biokondens antas vara relativt dyr. Den höga "spiken" kan även förklaras som ett utslag för en viss "brist" i systemet vad gäller tillgången på biobränsle.

I takt med den ökade potentialen för vindkraft hamnar skuggpriset under en period på en lägre nivå. På lång sikt stiger återigen skuggpriset eftersom mer biokondens måste tillföras (vindkraften är begränsad till ca 18–20 TWh på lång sikt, medan biokondens inte har några begränsningar, mer än att man får ta dyrare och dyrare bränsle i anspråk eftersom biobränslet är indelat i olika kostnads-klasser).

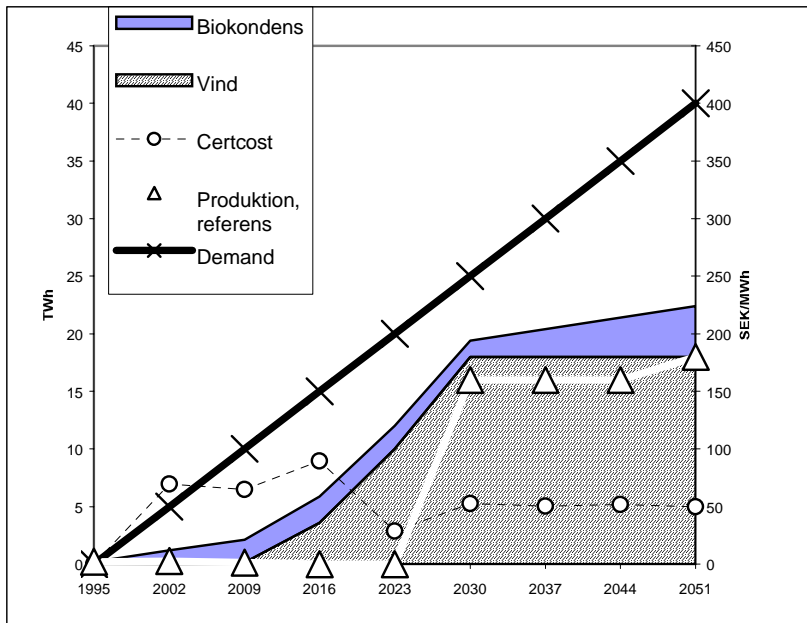
Principiellt är detta ett mycket intressant resultat och det visar dessutom på en av MARKAL:s stora fördelar, nämligen att den optimerar *flera* system samtidigt. En enklare systemmodell ser till certifikathandeln eller elhandeln var för sig.

Med ett sådant synsätt, där ett system i taget betraktas, skulle man kunna förledas att tro att biokondens i fallet då den ges 5 certifikat per kWh fyller hela "certifikatbubblan", eftersom det ger fem gånger så många certifikat och naturligtvis inte är fem gånger så dyrt alternativ. Nu är det ju dock så att vindkraften fortfarande är ett billigare elproduktionsalternativ, varför det finns skäl att tro att MARKAL, i en samtidigt optimering, också beaktar vindkraften.

Resultatet kan vi utläsa ur figur 17, där vi dels kan konstatera att användningen av vindkraft minskat (jämfört med Normalscenariot⁵), dels att också biokondensen gjort det! Men eftersom vi skall räkna biokondensen fem gånger i certifikathandeln (vilket ej utritats i figuren) kan vi förstå att andelen certifikat som relateras till biokondensen ökat kraftigt.

⁵ Naturligtvis kunde vi också ha testad det omvända, att biokondens endast fick en femtedels certifikat för varje kWh, men det tillför inget extra värde eftersom vi endast ville analysera principiella konsekvenser av en differentierad certifikatutdelning

Figur 17 Certifikatvikten ett för vindkraft och fem för biokondens



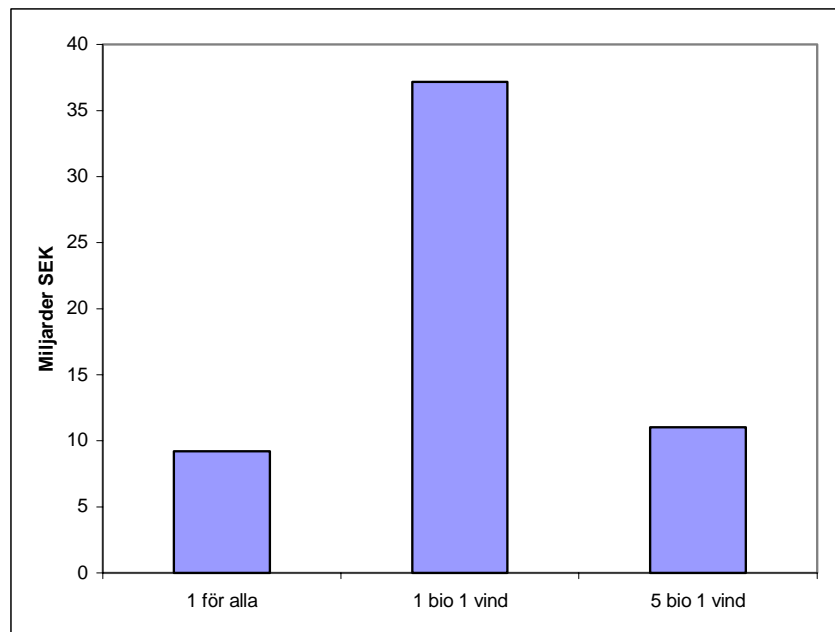
Vi kan dessutom konstatera att mängden förnybar el (vindkraft + biokondens) är lägre i detta fall. Om en differentiering av certifikatvikten införs, leder det alltså till att den direkta överensstämelsen mellan mängden producerad förnybar el och mängden efterfrågade certifikat upphör. Varje kWh biokondens ger i detta fall fem certifikat vilket gör att, givet en viss efterfrågan på certifikat, produktionen av förnybar el minskar. Eftersom man i förväg inte kan känna till vilken fördelning på olika produktionslag som marknaden väljer innebär differentierade certifikat att man "släppt kontrollen" över producerad mängd förnybar el.

Den totala produktionskostnaden för el (Mkr/år) och det specifika elpriset (kr/MWh) beräknas också av MARKAL. Totalkostnaden redovisas i figur 18 som skillnaden i systemkostnad (nuvärdet av totala produktionskostnader över hela perioden) mellan referensfallet (inga skatter, inga certifikat) och tre olika certifikatfall (inga skatter):

- "1 för alla": tidsberoende certifikat - alla förnybara energislag med och viktade med 1

- "1 bio 1 vind": tidsberoende certifikat - vindkraft och biokondens, båda viktade med 1
- "5 bio 1 vind": tidsberoende certifikat - vindkraft och biokondens viktade 5 resp. 1

Figur 18 Merkostnaden för certifikatsystemen. Samtliga system kräver certifikat motsvarande 5 TWh år 2002 och 40 TWh år 2051 (linjärt växande). Längst till vänster har alla gröna kraftslag certifikatvikten ett. Stapeln i mitten innebär att endast vind och biokondens kan utfärda certifikat med vikterna ett. Stapeln till höger innebär detsamma men där biokondens har tilldelats certifikatvikten fem istället.



Totalkostnadsvärdena i figur 18 kan användas på flera sätt i resultatanalysen. Dels ger de en allmän uppfattning om vilka "ansträngningar" som krävs för genomförandet av olika scenarier, dels kan man utifrån totalkostnaden få en uppfattning om den allmänna kostnadsökningen på hela elkollektivet (eller energisystemet), av ett specifikt scenario. (Observera dock att de kostnader som redovisas i figuren ovan är framtagna med en betydligt mer förenklad beskrivning än den som utnyttjats i huvudstudien.)

8.2 Olika certifikatmodeller

I förstudien testades också andra typer av varierande certifikatmodeller, bl.a. i vilken takt man "tvingar in" produktion från förnybar elproduktion. (Med andra ord hur erfordrat antal certifikat ökar med tiden.) Säsongsuppdelade certifikat (med olika pris för olika säsonger) studerades också, men bedömdes som mindre intressanta.

Resultaten från MARKAL-körningarna med olika certifikatmodeller gav inga stora avvikelser i de kvalitativa resultaten. Där emot fanns skillnader i de kvantitativa resultaten, exempelvis:

- Introduceras certifikathandeln snabbt och i stor skala stiger certifikatpriset också snabbt. Ju kortare tid marknaden ges för anpassning desto högre blir kostnaden.
- Om antalet certifikat efter en tid lämnas konstant, sjunker certifikatpriset snabbt till följd av antagna kostnadsminskningar för t.ex. vindkraft samt ökande behov av elproduktionskapacitet.
- Om mycket stora mängder förnybar elproduktion erfordras via certifikatsystemet blir priset högt, eftersom tillgängliga potentialer uttöms och allt dyrare alternativ tas i anspråk. Vid mycket höga nivåer kan man i modellberäkningarna till slut nå ett läge där det inte längre finns någon möjlig lösning på problemet, dvs. det finns inte tillräckligt mycket möjlig förnybar produktion för att täcka det som erfordras.

8.3 Summan av el- och certifikatpris

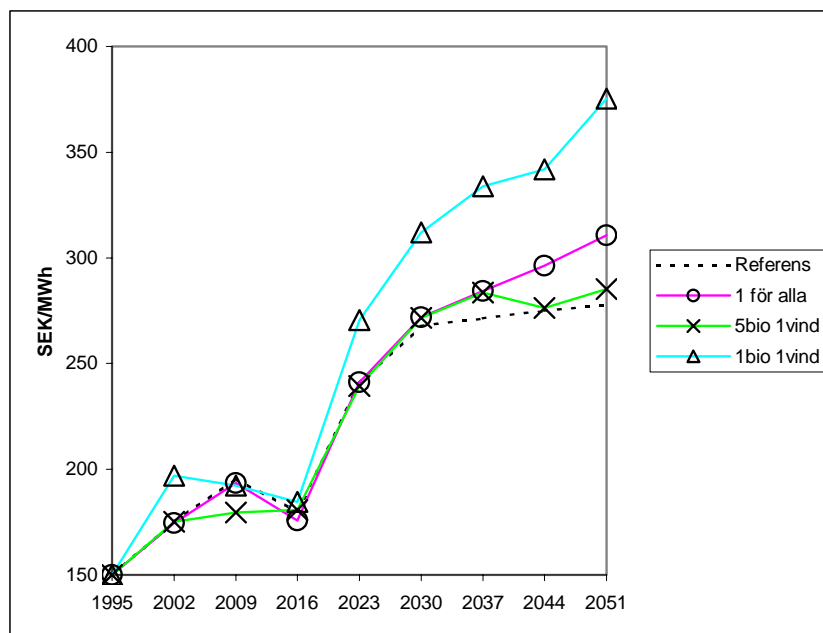
Certifikathandelns påverkan på elpriset ges också av MARKAL. För att beräkna elpriset till kund kan man införa ett korrigerat skuggpris på el som även inbegriper certifikatpriset enligt följande förenklade samband:

$$p_{el, korr.} = p_{el, cert} + p_{cert} * (Grön\ el) / (Total\ elförbrukning)$$

där $p_{el, cert}$ står för skuggpris på el i fallet då certifikatsystemet tillämpas (se figur 20 nedan), p_{cert} är certifikatpriset och kvoten $(Grön\ el) / (Total\ elförbrukning)$ är förhållandet mellan produktion av grön el (= antalet certifikat om alla certifikatutfärdare har

vikten 1) och den totala elförbrukningen. Därmed fås resultat enligt figur 19.

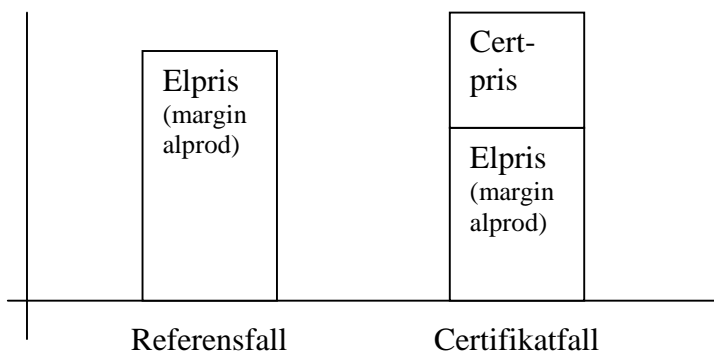
Figur 19 Skuggpriset på el, inklusive certifikatpris (pel,korr)



Figur 19 visar att certifikathandeln höjer priset på el (pel,korr), vilket är ett rimligt resultat. Vi ser det genom att det korrigerade skuggpriset på el generellt ligger högre än skuggpriset för referensfallet utan certifikatsystem.

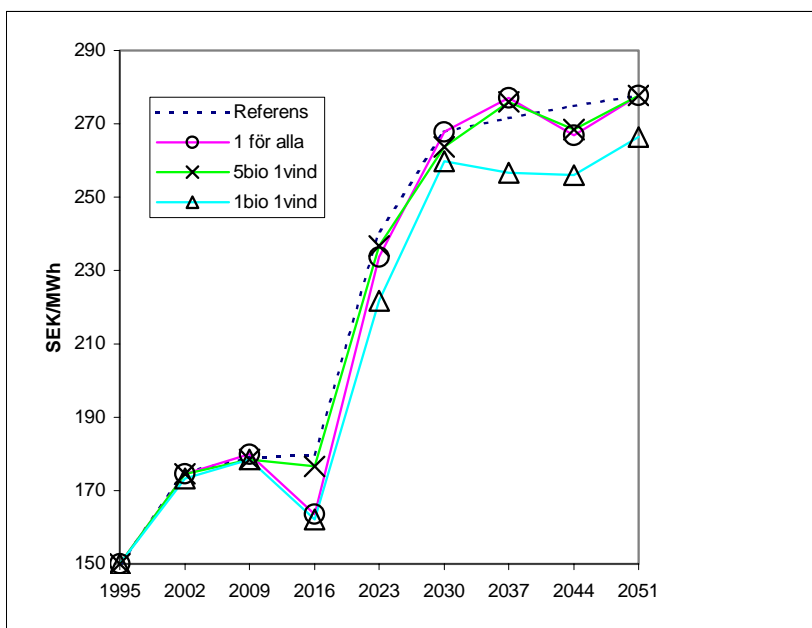
Ett annat principiellt viktigt resultat som testkörningarna med MARKAL visar är att införandet av en certifikathandel i princip sänker marginalkostnaden för elproduktion, givet att certifikatmarknaden är aktiv. (Marginalkostnaden för elproduktionen kan också förbli oförändrad, om samma produktionsalternativ ligger på marginalen vare sig certifikatsystemet tillämpas eller ej.)

Vi kan schematiskt illustrera resultatet så här:



Det bekräftar de schematiska figurer som ELCERTH:s sekretariat satt upp. I figur 20 anges skuggpriser (priser på marginalproduktionen) som MARKAL ger för respektive fall. Det är de skuggpriserna som legat till grund för beräkningen av de korrigerade elpriserna i figur 19.

Figur 20 Skuggpriset på elproduktionen (transmissionsförluster ingår) (pel,cert)



I figur 20 kan vi alltså se att certifikathandeln påverkar skuggpriset på el, om än i relativt liten utsträckning. Generellt kan man dock säga att referensfallet uppvisar högst skuggpris medan det fall som har det "tuffaste" certifikatprogrammet (endast vind och biokondens med certifikatvikten ett vardera) ger det lägsta skuggpriset på el. Som konstaterats tidigare uppvisar merkostnaden för systemet och skuggpriset på certifikat precis det motsatta sambandet. Anledningen till att elpriset är lägre då certifikatsystemet är i drift är att delar av kostnaden för elproduktionsutbyggnaden därmed bärs av certifikatsystemet.

Bilaga 6

Elproduktion i industrins mottrycksanläggningar

2001-06-06
Janne Sjödin
Hans Åkesson
Karin Byman

ÅF-Energikonsult AB
Fleminggatan 7, Box 8133, 104 20 Stockholm.
Telefon 08-657 10 00. Fax 08-653 31 93. Internet www.af.se.
Org.nr 556329-2159. Säte i Stockholm.
Certifierat av DNV enligt SS-EN ISO 9001 och ISO 14001

Sammanfattning

På uppdrag av Elcertifikatutredningen har ÅF-Energikonsult studerat vilka potentialer som finns för elproduktion med olika former av biobränslen som returlut, bark, pellets och bränsleflis i industriellt mottryck. Baserat på dessa bedömningar har en beräkning av produktionskostnaderna för olika elproduktionsnivåer och bränslealternativ genomförts.

Den verkliga elproduktionen inom massa och pappersindustrin uppgick till 3,9 TWh år 2000. Vid en produktionsvolym på 15 Mton (avsalumassa och papper) har den tekniskt möjliga elproduktionen med dagens utrustning och med olja som marginalbränsle beräknats till cirka 5,2 TWh. Den tekniska potentialen med hänsyn till tillgängligt värmeunderlag har beräknats till cirka 6,8 TWh.

Med antagandet om en produktionsvolym av avsalumassa och papper på 17 Mton beräknas elproduktionen uppgå till cirka 4,5 TWh år 2010 förutsatt att dagens prisrelationer mellan bränslen består. Med oförändrade förutsättningar bedöms om- och tillbyggnader ändå leda till en viss ökning av tekniskt möjlig elproduktion fram till år 2010 och då vara cirka 5,4 TWh, med olja som marginalbränsle. Den tekniska potentialen med det värmeunderlag som bedöms föreligga 2010 har beräknats till 7,3 TWh.

För att skapa förutsättningar för ökad mottrycksproduktion utan att det medför orimligt höga investeringar har förutsatts att förädlat biobränsle används som komplement till de interna bränslena.

För att utnyttja hela det befintliga värmeunderlaget år 2010 krävs totala investeringar i elproduktions relaterade anläggningar på 2,8 miljarder kronor.

Elproduktionskostnaden i ett scenario där olja ersätts med pellets stiger från en marginalkostnader på 200–300 kr/MWh vid dagens elproduktionsnivåer upp till 500 kr/MWh vid fullt utnyttjande av mottrycksunderlaget.

Tekniskt sett bedöms en konvertering och utökad elproduktion med pellets som komplement till övriga biobränslen vara möjlig att genomföra men det finns flera andra frågetecken, som tillgång på

förädlat biobränsle, prisutveckling för bränslet och elprisutvecklingen.

Det krävs säkra och stabila förhållanden för att industrin skall göra erforderliga investeringar och etablera inköp av en ny bränsletyp i verksamhet som ligger utanför kärnverksamheten.

Innehåll

Sammanfattning.....	212
Innehåll.....	214
1 Inledning	216
2 Mål och syfte	216
3 Avgränsningar.....	216
4 Bakgrund	217
4.1 Industriellt mottryck.....	217
4.2 Befintlig mottrycksproduktion	217
4.3 Energiprisrelationen – en bakgrund	218
4.4 Prognos oljepris och elpris.....	222
4.5 Styrmedel	223
5 Biobränsle och dess användning.....	223
5.1 Begrepp biobränsle	223
5.2 Trädbränsle – bränsleegenskaper	224
5.3 Användning av biobränslen.....	226
6 Beskrivning av anläggningar och konverteringsmöjligheter.....	227
6.1 Befintlig elproduktionskapacitet	227
6.2 Potentialen för ökad elproduktion.....	229
6.3 Tekniska åtgärder	232

6.4	Teknik och kostnader för ökat mottryck.....	234
7	Produktionskostnader 2000 och 2010	235
7.1	Olja som kompletterande bränsle	235
7.2	Förädlad biobränsle som komplement	237
7.3	Hinder för utökad mottrycksproduktion	239
	Referenser.....	241
	Bilaga 1	242

1 Inledning

ÅF-Energikonsult har på uppdrag av Elcertifikatutredningen genomfört föreliggande studie. Uppdraget omfattar en studie över vilka potentialer som finns för elproduktion med bibränslen och olika former av bio- och restbränslen som lut, bark, pellets och bränsleflis i industriellt mottryck samt en beräkning av produktionskostnaderna för olika bränslealternativ.

2 Mål och syfte

Utredningen syftar till att kartlägga och analysera de förhållanden som ligger bakom dagens situation och den tänkbara framtida utbyggnaden av industriellt mottryck. Studien skall ge en bild av produktionskostnaderna som ett underlag för fastställande av framtida certifikatvärden. I vilken utsträckning den tekniska potentialen tas tillvara beror främst på tekniska och ekonomiska förutsättningar samt tillgången på bränsle.

3 Avgränsning

Studien avgränsas till att behandla det industriella mottrycket. Det innebär att den potential som bedöms föreligga baseras på värmeenergibehovet inom respektive industri.

Massa- och pappersindustrin är den klart dominerande producenten av mottryckskraft idag. Det är också där som potentialen för ökad bibränslebaserad produktion av industriellt mottryck främst föreligger enligt tidigare studier. Mot denna bakgrund studeras främst förutsättningarna inom just massa- och pappersindustrin.

4 Bakgrund

4.1 Industriellt mottryck

Mottryckskraft är elproduktion i samproduktion med ångvärme för industriprocess eller fjärrvärme. Vid mottryckskraft tas energi ur ånga av högt tryck/temperatur efter ångpanna för omvandling till elektrisk kraft i turbinen vartefter resterande energi i ångan vid lägre tryck efter turbinen nyttiggörs för värmeändamål. Ju lägre tryck efter turbinen desto mer energi tas ur ångan i turbinen och desto mer elkraft kan produceras. Vid enbart elproduktion hålls ångtrycket efter turbinen så lågt som möjligt, för att maximera kraftproduktionen, med hjälp av kondensering av ångan med kallt kylvatten. Det senare kallas kondenskraft och kännetecknande är att värmeenergin efter turbinen inte nyttiggörs. Vid kondenskraft belastas därför elproduktionen med hela bränsleenergin.

Till skillnad från kondenskraft nyttiggörs däremot all energi i ångan vid mottryckskraftanläggningar; dels för elkraftproduktionen och dels för värmebehovet efter turbinen. Verkningsgraden för omvandling från bränsle till elkraft blir därför mycket hög, ca 85 %. För mottryckskraft är värmeförbrukningen efter turbinen därför en förutsättning, som också bestämmer hur mycket el som kan produceras.

Förhållandet mellan elproduktion och värmeförbrukning efter turbinen (alfa-värdet) ligger mellan 0,15–0,25 vid industriell mottrycksproduktion på grund av de för processerna använda relativt höga ångtrycken. Vid kraftproduktion i fjärrvärmeanläggningar, där lägre mottryck kan användas, ligger motsvarande värden på 0,4–0,6.

4.2 Befintlig mottrycksproduktion

Inom ramen för Klimatkommitténs arbete undersökte ÅF-Energikonsult (1999) förutsättningarna att reducera koldioxidutsläppen bland annat genom att utnyttja en större andel biobränsle för mottrycksproduktion inom industrin.

Den kartläggning som gjordes visade att mer än 85 procent av den installerade effekten i mottrycksanläggningar finns inom massa- och pappersindustrin. Vad gäller produktionen är andelen

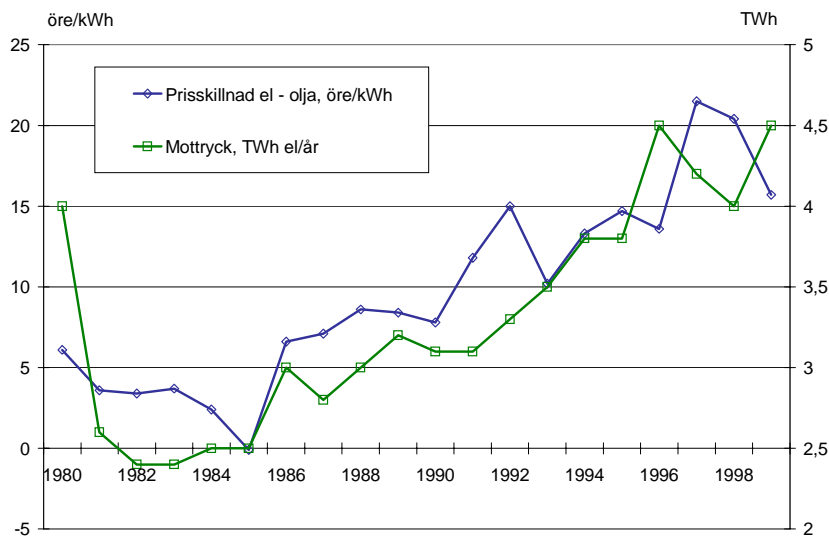
högre, cirka 95 procent. Övriga anläggningar finns främst inom järn- och stålindustrin, vid oljeraffinaderier samt inom kemisk industri.

I bilaga 1 redovisas de större industriella mottrycksanläggningarna i Sverige. Många av anläggningarna är gamla och antalet anläggningar som byggts under senare år har varit få. Av sammanställningen som gjordes i ovan nämnda studie (1999), bilaga 1, framgår att de större anläggningarna inom övrig industri främst finns inom järn- och metallindustri samt inom raffinaderiindustrin.

4.3 Energiprisrelationen - en bakgrund

Mottrycksproduktionen påverkas av en rad faktorer, av vilka de viktigaste är produktionen av massa och papper, rådande elpris och rådande oljepris. Ett högt elpris i kombination med låga oljepriser gynnar, medan motsatsen missgynnar, mottrycksproduktion. I diagrammet, Figur 4.1, nedan visas el- och oljeprisutvecklingen för industrin under 1980- och 90-talen i relation till mottrycksproduktionen. Löpande priser, exklusive skatt redovisas. Ser man enbart till relationen mottrycksproduktion – oljepris så har mottrycksproduktionen, vid en förenklad betraktelse, legat på en oförändrad nivå i de perioder oljepriset har varit stigande, medan mottrycksproduktionen har ökat när oljepriset har fallit.

Figur 4.1 Elpris och oljepris för industrin, löpande värden exklusive skatt, öre/kWh samt mottrycksproduktion, TWh, 1980–

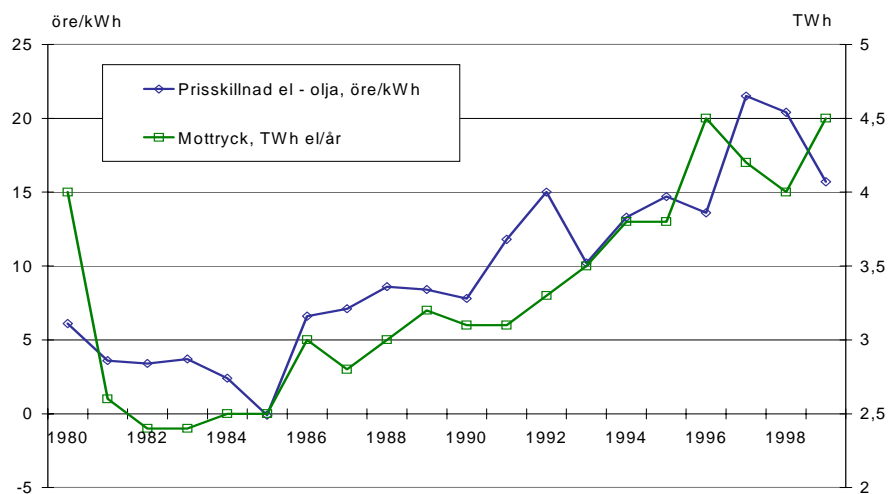


1999.

Källa: Energiläget i siffror 2000, Statens energimyndighet.

Ser man i stället till prisdifferensen mellan el och olja har mottrycksproduktionen ökat i takt med att prisdifferensen har ökat. Se diagrammet i Figur 4.2 nedan.

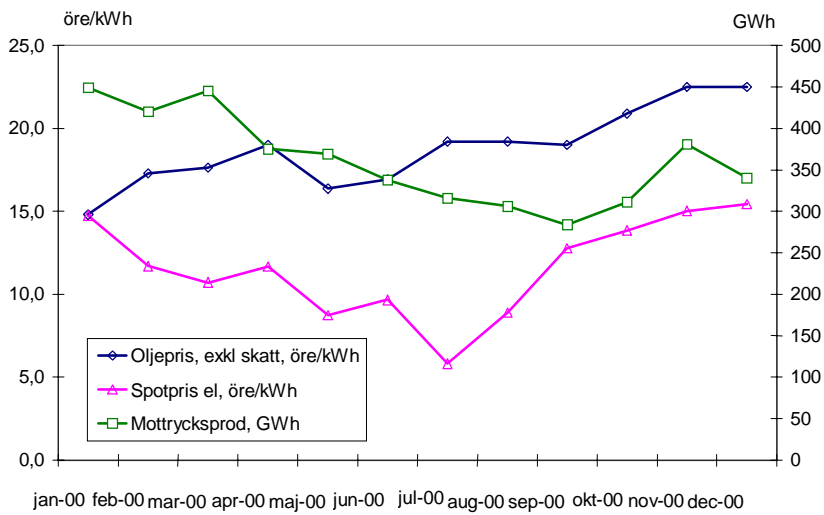
Figur 4.2 Differensen mellan elpris och oljepris för industrin, löpande värden exklusive skatt, öre/kWh samt mottrycksproduktion, TWh, 1980–1999.



Källa: Energiläget i siffror 2000, Statens energimyndighet.

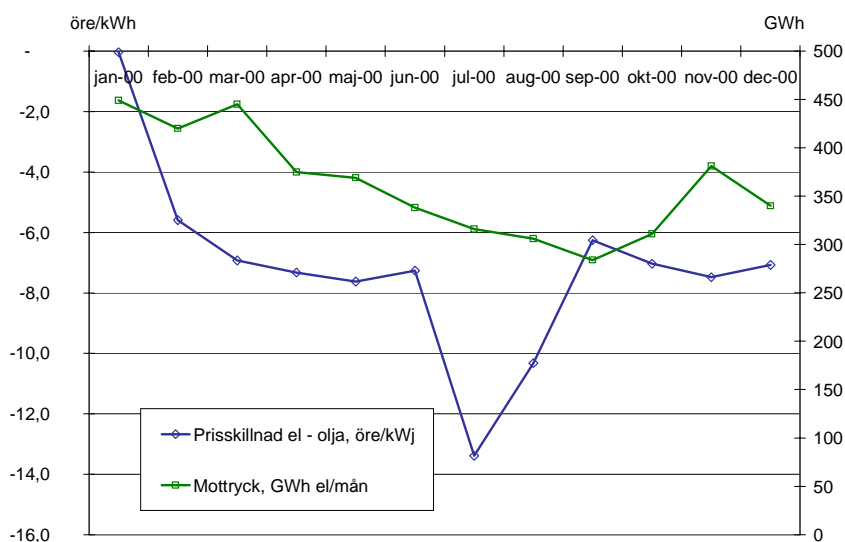
I Figur 4.3 och Figur 4.4 görs motsvarande analys för enbart år 2000, månad för månad. Även här uppvisas samma samband. Under år 2000 med kraftigt ökade oljepriser och låga elpriser, sjönk mottrycksproduktionen.

Figur 4.3 Relation mellan mottrycksproduktion och oljepris, eo 4 exkl. skatt och spotmarknadspiset på el, öre/kWh, per månad under år 2000, GWh respektive öre per kWh.



Källa: SCB, Oil Bulletin European Commission, Nord Pool.

Figur 4.4 Differens mellan elpris (spotmarknad öre/kWh) och oljepris, Eo 4 exkl. skatt i relation till mottrycksproduktionen, per månad under år 2000, öre per kWh respektive GWh el.



Källa: SCB, Oil Bulletin European Commission, Nord Pool.

4.4 Prognos oljepris och elpris

Elpriserna förväntas stiga och oljepriserna sjunka de närmaste två till tre åren, vilket, om resonemangen ovan håller, gynnar mottrycksproduktionen.

Prognosen för oljepriset de närmaste två åren är sjunkande, ned mot cirka 22 dollar per fat år 2002¹ jämfört med dagens cirka 25 dollar per fat. Under år 2000 låg genomsnittspriset på Brentolja på över 28 dollar per fat, vilket är rekordhöga nivåer. Fundamentala faktorer som produktionskostnader, produktionskapacitet och efterfrågan talar för att priset på sikt bör gå ned, enligt Energimyndigheten. Osäkerheten är emellertid stor. I februari 2001 låg terminspriserna för de kommande två åren betydligt lägre än dags-

¹ Energiförsörjningen i Sverige, Kortsiktsprognos 2001-02-26, Statens energimyndighet.

priset vilket emellertid visar att marknaden förväntar sig lägre priser i framtiden.

De senaste åren har kännetecknats som våtar, och riklig tillgång på vattenkraft ger lägre elpriser. År 2000 uppnåddes, till följd av den kraftiga nederbörden, de lägsta elpriserna sedan elmarknaden avreglerades 1995. Ett typiskt systempris i november 2000 var 14 öre/kWh. I dag, april 2001, ligger systempriset på 20 öre/kWh. Sannolikt är därför att elpriserna de närmaste åren under ett normalår i genomsnitt kommer att stiga. Minskade effektmarginaler i systemet och ökad efterfrågan har också en prisdrivande effekt. Trenden i terminshandeln visar på stigande priser.

4.5 Styrmedel

Dagens skattesystem styr i stor utsträckning vilka bränslen som redovisas för mottrycksproduktion. Elproduktion är obeskattad, oavsett om det är fossila bränslen eller biobränslen som används. Industrin är befriad från energiskatt men betalar 35 procent av den generella nivån på koldioxidskatten för övrig energianvändning. Det gör att industrin i så stor utsträckning som möjligt redovisar en oljebaserad elproduktion och hänför biobränslena till övrig energiproduktion. Hur mycket biobränslen som i praktiken används för elproduktion är därför svårt att uppskatta.

5 Biobränsle och dess användning

Syftet med att öka elproduktion genom utökat industriellt mottryck är att få in en större andel biobränslebaserad elproduktion. Biobränslen är emellertid inte ett entydigt begrepp.

5.1 Begrepp biobränsle

I biobränslesammanhang förekommer en mängd begrepp och uttryck. Nedan följer en kort förklaring av några vanliga begrepp.

Biobränsle är bränsle som härstammar från biologiskt material och indelas i olika grupper beroende på ursprung, tillverkningsmetod, fraktionsstorlek etc.

Returlut. Återvinningen i en sulfatmassafabrik omfattar omhändertagning av Returluten från massatvättningen, indunstning av luten till hög torrhalt före förbränning i sodapannan, värmeutvinning från utlöst vedsubstans och kemikalieåtervinning i sodapannan, samt beredning av nya kokkemikalier i vitlutberedningen. Indunstning av luten skedde tidigare till cirka 65 procent torrhalt, vilket gör den brännbar. Numera är det vanligt med indunstning till 70–80 procent torrhalt, vilket höjer värmeutbytet från returluten. Luten, även kallad tjocklut, förbränns i sodapannan, varvid utlöst vedsubstans omvandlas till värmeenergi för ångproduktion. I pannan återvinns och omvandlas kemikalierna, vilka rinner ut från botten som en smälta bestående av huvudsakligen av natriumsulfid och natriumkarbonat. Smältan löses upp med vätska för beredning av kemikalierna för återanvändning i kokprocessen.

Skogsbränsle är trädbränsle som inte haft någon tidigare användning. Hit räknas bränsle producerat av stammar, grenar och toppar (GROT), barr och stubbar, liksom bränsle från skogsindustrins avfall och biprodukter, som till exempel bark, flis och sågspån. Den del av skogsbränslet som kommer direkt från skogen kallas ibland primärt skogsbränsle.

Till *trädbränsle* räknas alla bibränslen där träd eller delar av träd är utgångsmaterial och där ingen kemisk omvandling har skett. Bränsleråvaran kan ha använts till annat, som till exempel rivnings- och emballagevirke.

Till *återvunnet trädbränsle* räknas trädbränsle som tidigare använts till annat. Råvaran kan till exempel utgöras av emballagevirke, formvirke eller spillvirke från byggnadsverksamhet.

Energiskogsbränsle är trädbränsle från snabbväxande träarter, som har odlats för energjändamål.

5.2 Trädbränsle - bränsleegenskaper

Produktion av trädbränsle sker i huvudsak genom flisning av avverkningsrester eller virke utan industriell användning till bränsleflis med mobila flisaggregat, flisning eller krossning av vedspill och bark vid skogsindustrin, uttag av både industrived och skogsbränsle i form av okvistade träddeklar som flisas vid terminal eller renseri och produktion av förädlade trädbränslen, som till exempel briketter, pelletar och träpulver.

Dessutom sker en liten produktion av återvunnet trädbränsle i form av till exempel rivnings- och emballagevirke. Import av återvunnet trädbränsle för användning inom fjärrvärmesektorn är relativt vanlig.

Bränsleflis och kross är de största produkterna med knappt 50 procent av produktionen. Metoderna för uttag av avverkningsrester har i hög grad förändrats jämfört med början av 1980-talet. Då sönderdelades cirka 60 procent av avverkningsresterna ute på hyggerna. Idag är motsvarande siffra 20–25 procent. I stället strävar man efter att sönderdela så sent som möjligt i kedjan för att få billigast möjliga sönderdelning och samtidigt bättre kontroll över lagring, kvalitet och flöde.

De förädlade bränslena tillverkas framför allt av biprodukter från trävaruindustrin och kan delas upp i briketter, träpelletar och träpulver. De utgör 17 procent av den totala trädbränsleproduktionen och möjliggör en mer rationell och billig hantering och vid förbränning har man tillgång till ett bränsle med större energiinnehåll per volymenhet än andra former av trädbränsle.

Svenska Trädbränsleföreningen genomför årligen en undersökning av trädbränsleproduktionen på uppdrag av Energimyndigheten. Den genomförs som en totalundersökning och man räknar med att 95 procent av total trädbränsleproduktion täcks in.

Tabell 5.1 Produktion av trädbränslen fördelad på bränsleslag, 1991–1998.

Bränsleslag	1991	1992	1993	1994	1995	1996 ¹⁾	1997 ¹⁾	1998 ¹⁾
	GWh							
Oflisad råvara	-	-	-	-	-	345	199	151
Bränsleflis/ kross	3 803	2 940	4 992	5 925	6 324	9 885	10 269	10 237
Spån och bark	2 590	2 700	4 213	6 489	9 907	5 274	6 692	8 621
Förädlad träbränsle	680	933	1 388	1 901	2 566	3 036	3 618	3 976
Totalt		6 573	10 593	14 315	18 797	18 540	20 778	22 985

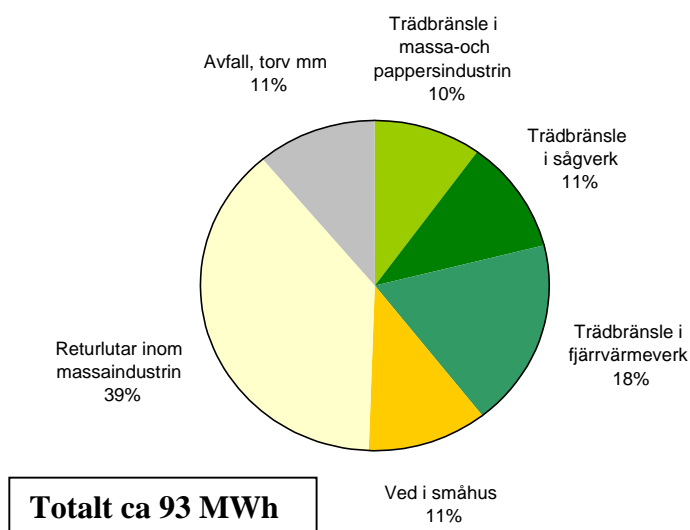
Källa: Svenska Trädbränsleföreningen.

1) Värdena åren 1996-1998 är inte direkt jämförbara med tidigare år, eftersom det då ingick vissa internleveranser av framför allt spån och bark i de skogsindustriella företagen.

5.3 Användning av biobränslen

Den totala användningen av biobränslen uppgår till cirka 93 TWh och fördelar sig på olika användare enligt Figur 5.1.

Figur 5.1 Totala biobränsleanvändningens fördelning på olika kategorier av användare.



Skogsindustrin står genom eldning av egna biprodukter, returlutar och råvarurester m.m. för huvuddelen av biobränsleanvändningen. I tabell 5.2 redovisas hur användning utvecklats under perioden 1990–1999.

Tabell 5.2 Användning av bibränslen m.m. för energiändamål inom industrin, TWh.

Användare	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
TWh										
Massaindustrins returlutar	27,6	28,6	28,3	29,7	29,8	31,4	30,9	32,2	33,0	33,9
Massaindustrins övriga biprodukter	8,2	8,4	8,3	8,6	8,1	7,6	6,9	6,9	6,8	6,7
Sågverksindustrins biprodukter	6,4	7,0	7,1	7,3	8,0	8,4	8,9	9,7	9,6	9,8
Biobränslen för elproduktion i industrin	2,2	2,2	2,4	2,2	2,1	2,3	2,1	2,5	2,5	2,3
Övriga branscher	0,8	0,6	0,6	0,5	1,5	1,7	1,9	1,7	2,0	1,6
Summa i industrin	45,2	46,8	46,7	48,3	49,6	51,4	50,8	53,0	53,9	54,3

Källa: Energimyndigheten, Energiläget i siffror 2000.

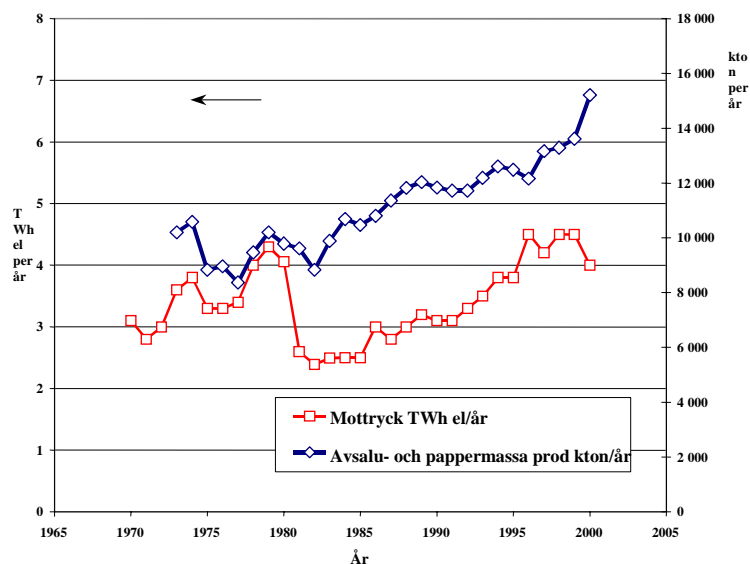
6 Beskrivning av anläggningar och konverteringsmöjligheter

6.1 Befintlig elproduktionskapacitet

Större delen, eller i storleksordningen 95 procent av den industriella mottryckskraftproduktionen sker inom massa- och pappersindustrin. Mottryckskraftproduktionen sker framför allt i fabriker med kemisk massatillverkning, i avsalumassabruk och i integrerade massa- och pappersbruk. I avsalumassafabrikerna baseras elproduktionen till övervägande del på interna bränslen, returlutar och bark. I integrerade bruk baseras elproduktionen huvudsakligen på externa bränslen, såsom olja, naturgas och kol men även på biobränslen som inköpt bark och skogsbränsle. De interna bränslena svarar endast för en bråkdel av använda bränslen.

I Figur 6.1 redovisas hur elproduktionen har varierat med massaproduktionen under en 35-årsperiod.

Figur 6.1 Mottrycks produktion av el i jämförelse med massa-
produktion över ett antal år. Källa: Skogsindustrierna, Statens
Energimyndighet.

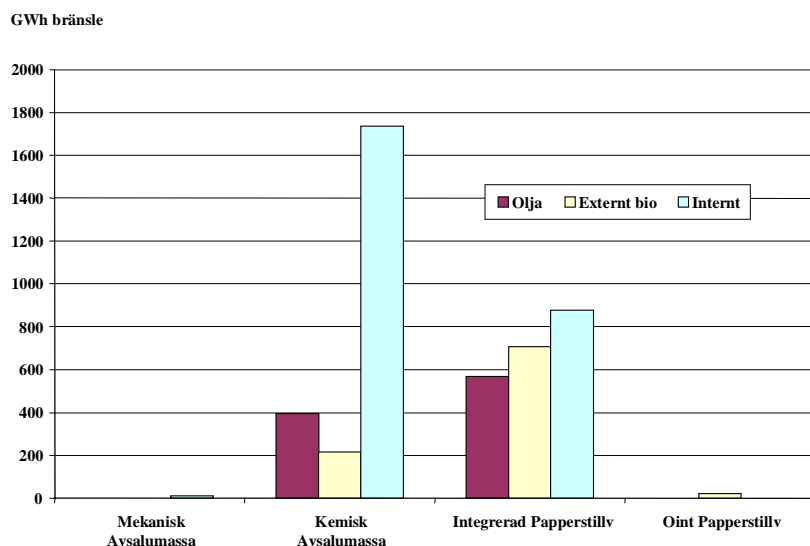


Till en betydande del styrs möjlig elproduktion av värmebehovet i processerna. Av diagrammet framgår att elproduktion och massa-
produktion följer samma mönster. Att mottrycksproduktionen
proportionellt sett var låg under perioden 1980–1994 kan förklaras
av den goda tillgången på elkraft under den perioden kombinerat
med en reglerad marknad. I samband med avregleringen i mitten på
1990-talet medförde prisförhållandena mellan bränslen och el att
det var lönsamt att öka elproduktionen. År 2000 uppgick den verk-
liga produktionen av mottryckskraft till cirka 3,9 TWh.

I Figur 6.2 redovisas en bedömning av använda bränslen för el-
produktion. Bedömningen grundar sig på en genomgång av el-
produktionsförutsättningarna vid ett 40-tal massa- och pappers-
industrier. Av figuren framgår att den interna bränsleandelen i
form av lutar är störst följt av olja och inköpt bränsle.
Utformningen av nuvarande skattelagstiftning gör att
anläggningsägaren har rätt att hänföra det beskattade bränslet till
elproduktion och därmed undvika skatt på den del som används

för elproduktion. I anläggningar som använder både fossila bränslen och biobränslen är det därför inte möjligt att ta fram en entydig statistik över den verkliga användningen av bränslen för el- respektive värmeproduktion.

Figur 6.2 Bränsleanvändningen för mottrycksproduktion år 2000.



Källa: ÅF.

6.2 Potentialen för ökad elproduktion

Som framgått uppgick den verkliga produktionen av mottrycks-kraft till cirka 3,9 TWh år 2000. I befintliga anläggningar bedöms den tekniskt möjliga elproduktionen uppgå till 5,25 TWh/år med olja som marginalbränsle. Den totala produktionsvolymen av avsalumassa och papper var då drygt 15 Mton. Bedömningen av den tekniskt möjliga elproduktionen vid produktionsvolymen år 2000 baserar sig på statistik från industrierna, intervjuer med bransch-företrädare och företrädare för industrier.

Ovanstående kan sammanfattas enligt följande för produktionsvolymen 15 Mton (avsalumassa och papper):

Verklig elproduktion år 2000	3,9	TWh
Tekniskt möjlig ¹⁾ år 2000 dagens utrustning	5,25	TWh
Teknisk potential år 2000 med hänsyn till tillgängligt värmeunderlag	6,8	TWh

¹⁾ olja som marginalbränsle

Baserat på dagens produktion av massa och papper och det behov av värme som denna produktion kräver bedöms den totala potentialen för elproduktion vara cirka 6,8 TWh/år.

I tabell 6.1 redovisas verklig och potentiell elproduktion för olika delprocesser.

Till grund för de bedömningar som gjorts vad avser bedömd elproduktion 2010 har antagits att priset förhållandet mellan el och olja motsvarar dagens. Uppgifter har samlats in från ett 40-tal industrier.

Tabell 6.1 Verklig och potentiell mottryckskraftproduktion.

		Avsalumassa- tillverkning		Papperstillverkning				Totalt	
				Integrerad		Ointegrerad			
		2000	2010	2000	2010	2000	2010	2000	2010
Produktion per år (produkter)	kton	4 334	4 500	9 450	11 000	1 425	1 500	15 209	17 000
Mottrycksproduktion, verklig/bedömd	Gwh _e	2 000	2 300	1 900	2 200	40	50	3 940	4 550
-varav bibränslebaserad	Gwh _e	1 700	1 700	1 300	1 500	20	20	3 020	3 220
-varav internbibränsle- baserad	Gwh _e	1 600	1 600	900	1 000	20	20	2 520	2 620
Tekniskt möjligt, med befintlig utrustning och olja som marginalbränsle.	Gwh _e	2 500	2 600	2 700	2 800	50	50	5 250	5 450
-varav bibränslebaserad	Gwh _e	1 700	1 700	700	700	20	20	2 420	2 420
Mottryckskraft potential, vid maximalt utnyttjande av värmeunderlag	Gwh _e	3 100	3 200	3 600	4 000	100	100	6 800	7 200
Ökning elproduktion, utan investeringar	GWh _e	500	300	800	600	10	0	1 310	900
Bränslebehov för ökning	GWh _b	619	372	991	743	12	0	1 622	1 115
Ökning elproduktion - Verklig potential	Gwh _e	1 100	900	1 700	1 800	60	50	2 860	2 750
Bränslebehov för ökning	GWh _b	1 362	1 115	2 105	2 230	74	62	3 542	3 406

Källa: ÄF.

För år 2010, med en antagen produktion av avsalumassa och papper på 17 Mton, beräknas elproduktionen uppgå till 4,55 TWh vid samma prisrelation mellan el och bränsle som i dag. Att den specifika produktionen ökar relativt mindre än produktionen beror på antagandet att en omfördelning av produktionen sker så att bland annat relativt mera mekanisk massa kommer att tillverkas. För år 2010 bedöms den tekniskt möjliga elproduktionen vara 5,45 TWh. Potentialen år 2010, med utnyttjande av hela det värmeunderlag som då bedöms föreligga, bedöms till cirka 7,3 TWh.

För 2010 kan bedömningarna sammanfattas enligt följande vid en produktionsvolym av 17 Mton (avsalumassa och papper):

Bedömd elproduktion år 2010		
Prisrelation el/bränsle som 2000	4,55	TWh
Tekniskt möjlig ¹⁾ år 2010viss ny utrustning	5,45	TWh
Teknisk potential år 2010 Med hänsyn till bedömt tillgängligt värmeunderlag	7,3	TWh

¹⁾ olja som marginalbränsle

Antagandet som uttrycks som oförändrad prisrelation el/bränsle är ett försök att vad som bedöms hända om dagens förutsättningar består "Business as usual".

Med viss ny utrustning avses de kapacitetsökningar som förväntas ske i samband med ombyggnader, även om inte några speciella incitament skapas för ökad mottrycksproduktion. För att den tekniska potentialen skall utnyttjas krävs förändrad prisrelation mellan el/bränsle eller andra incitament.

6.3 Tekniska åtgärder

För att utnyttja den potential som finns krävs att samtliga ångpannor kan leverera högtrycksånga på 60 bar samt att tillräcklig turbineffekt finns installerad. Dessa förutsättningar är inte uppfyllda idag, vilket medför att investeringar måste göras för att hela potentialen skall kunna utnyttjas.

Installerad turbineffekt är idag 825 MW. För att teoretiskt nå potentialen år 2010 krävs en ökning av den installerade effekten till minst 1075 MW, det vill säga en ökning med 250 MW från dagens nivå.

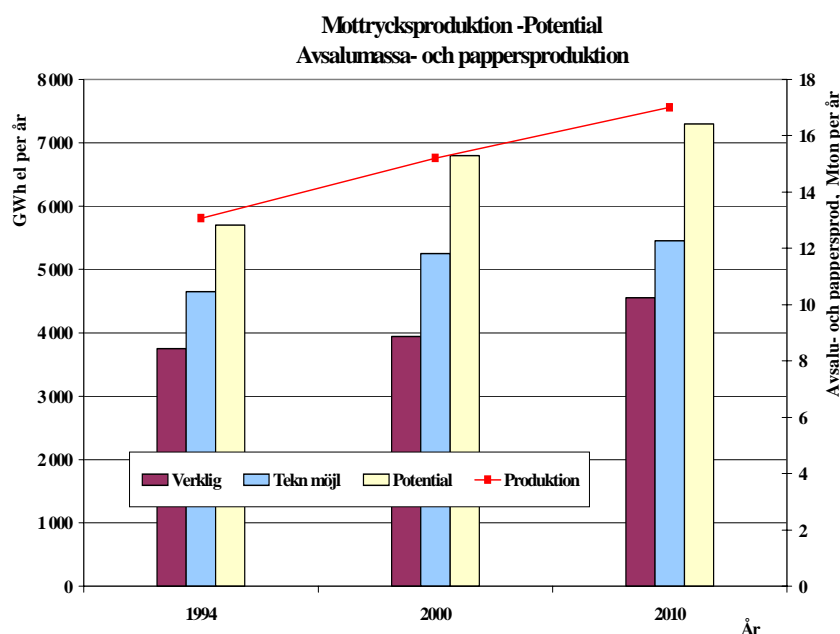
För att i praktiken nå potentialen år 2010 bedöms dessutom att äldre ineffektiva turbiner behöver bytas ut. Till följd av att dessa äldre turbiner försvinner måste även detta bortfall av effekt kompenseras, vilket medför att behovet av ny effekt kan komma att uppgå till i storleksordningen 480 MW.

För den ökade mottryckskraftproduktionen krävs ökad tillförsel av bränsle. En viss del av det ökade bränslebehovet utgörs av friställda interna bränslen genom värmebesparing. Här är det dock viktigt att påpeka att reducerad värmeanvändning i processen minskar värmeunderlaget, vilket i sin tur reducerar möjlig produktion av mottryckskraft.

Sker inga stora förändringar av prisrelationen mellan el och bränsle kommer sannolikt inte några nya turbiner att installeras möjligen med undantag för installationer i samband med större utbyggnader i fristående massabruk. I den typen av bruk blir oftast energibalansen sådan att utökad kraftproduktion kan baseras på interna bränslen vilket ger låga bränslekostnader.

I Figur 6.3 redovisas gjorda potentialbedömningar grafiskt.

Figur 6.3 Mottrycksproduktion och potential med antagen produktionsutveckling.



Källa ÅF.

6.4 Teknik och kostnader för ökat mottryck

En ökad användning av bark eller oförädlade bibränslen är i princip inte möjlig i befintliga pannor. Att bygga ut ytterligare pannkapacitet för dessa typer av bränslen kräver höga investeringar och bränslena måste vid en utbyggnad till stor del köpas externt.

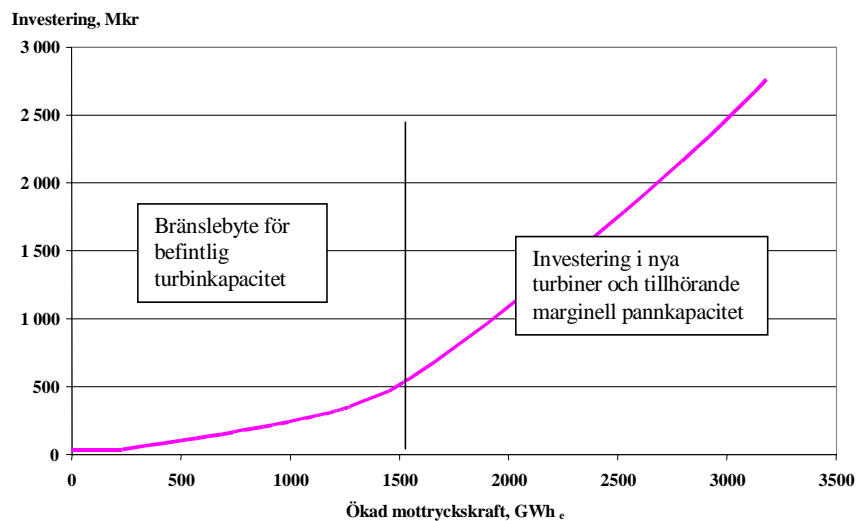
För att minska oljeanvändningen och ersätta den med bibränsle har här antagits att oljan ersätts med förädlad biobränsle, pellets. Pellets har betydligt bättre bränsleegenskaper, vilket möjliggör minskad oljeanvändning och ökad verkningsgrad etcetera. En sådan lösning möjliggör utnyttjande av befintliga pannor i vilka oljan ersätts med pellets dels för att klara dagens elproduktionsnivå, men även för att utnyttja den idag installerade turbineffekten som inte utnyttjas.

Investeringen för att öka effekten med 480 MW har beräknats till 2.800 Mkr. Kapitalkostnaden för investeringen kan uttryckas i kronor per ytterligare producerad MWh mottryckskraft. Genom en annuitetsberäkning kan denna kapitalkostnad fastställas (6 procent, 10 år). Det ger en specifik kapitalkostnad på 164 kr/MWhel.

Investeringarna för att konvertera befintlig utrustning från olja till pellets redovisas som funktion av utökad elenergiproduktionskapacitet upp till cirka 1 500 GWhe i figur 6.4. I samma figur redovisas även investeringskostnaden för att öka elproduktionen med nya turbiner och tillhörande marginell pannkapacitet, så att hela det tillgängliga värmeunderlaget utnyttjas.

Potentialen i ökad elproduktion inom massa- och pappersindustrin beräknas kräva en investering på totalt cirka 2,8 miljarder kronor, se Figur 6.4.

Figur 6.4 Marginell investering för ökad mottryckskraft inom massa- och pappersindustrin.



Källa ÅF.

I kapitalkostnad för pannkapacitet ingår endast det ökade behovet för att täcka den ökade energibehovet för den ökande mottryckskraften. För att realisera investeringen måste även övrig del av pannan räknas med – totalt omkring 3–4 000 Mkr, eller omkring 150–350 Mkr per bruk där det är aktuellt.

7 Produktionskostnader 2000 och 2010

7.1 Olja som kompletterande bränsle

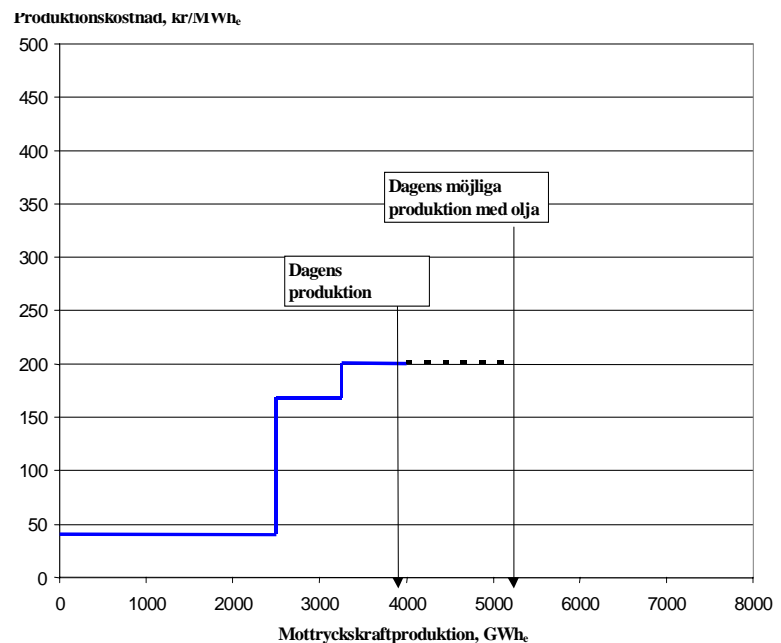
Som framgått producerades totalt nära 4,0 TWh_{el} mottryckskraft inom massa- och pappersindustrin år 2000. Det var något mindre än året innan, vilket främst berodde på att det inte var lönsamt att producera mottryckskraft med olja på grund av högt oljepris.

Inom massa- och pappersindustrin bedöms idag drygt 2,5 TWh_{el} mottryckskraft vara baserad på interna bränslen, returlut och bark. Resterande produktion måste baseras på inköpta bränslen såsom,

bark från sågverk, skogsbränslen och olja. Av Figur 7.1 framgår beräknad produktionskostnad med i dag tillgänglig produktionsutrustning och tillgängligt värmeunderlag. Den heldragna linjen speglar bedömd produktionsmix under år 2000 och har teoretiskt delats upp på olika bränslen.

- Upp till 2,5 TWh_{el} sätts bränslekostnaden till noll, därför att kraftproduktionen baseras på interna bränslen, och den produktionskostnad som redovisas utgörs av bedömd kostnad för underhåll 40 kr/MWh_{el}. Här bör beaktas att vissa typer av interna bränslen kan ha en alternativ användning och därmed ett marknadspris
- I intervallet därefter utgörs kostnaden av inköpt bränsle (flis) 110 kr/MWh_{bränsle} som inklusive underhåll och övriga driftkostnader ger elproduktionskostnaden 170 kr/MWh_{el}.
- För resterande produktion antas att olja utgöra bränslet och med prisnivån 150 kr/MWh_{bränsle} blir den totala elproduktionskostnaden inklusive underhåll och övriga driftkostnader 200 kr/MWh_{el}.

Figur 7.1 Produktionskostnad för mottryckskraft 2000 exklusive kapitalkostnader med olja som kompletterande bränsle.



7.2 Förädlad bibränsle som komplement

För att skapa förutsättningar för ökad mottrycksproduktion utan att det medför orimligt höga investeringar har förutsatts att förädlad bibränsle används som komplement till de interna bränslena.

Potentialen i ökad mottryckskraft inom massa- och pappersindustrin enligt Figur 6.3 bedöms till nära 3,3 TWh_{el} utöver nuvarande produktion på 4,0 TWh_{el} vid maximalt utnyttjande av värmeunderlaget. För den ökade produktion erfordras en bränslemängd på cirka 4,5 TWh_{bränsle}. I dessa siffror ingår en liten mängd kondenskraft tillverkad på värmeöverskott i kemiska avsalumassa-bruk.

Den ökade mottryckskraftpotentialen är framräknad med utgångspunkt från värmeunderlaget år 2000. Den ökade produktionen fram till år 2010 medför en ökning av värmeunderlaget, men på grund antagna värmebesparingar under samma period görs bedömningen att för mottrycksproduktion tillgängligt värmeunderlag år 2010 inte ökar lika snabbt som produktionen.

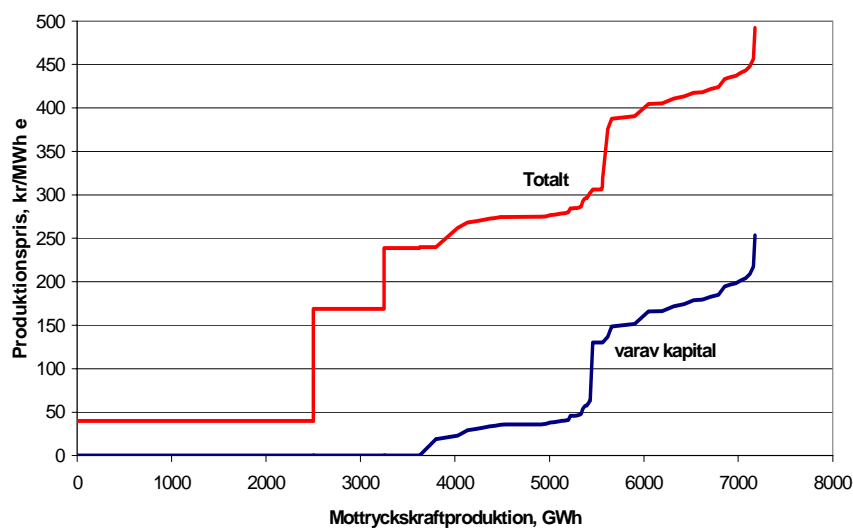
Produktionskostnaden för den ökade mottryckskraftgenereringen visas i Figur 7.2. Den dominerande delen av produktionskostnaden är priset för bränslet, vilket för tillkommande bränsle huvudsakligen är baserat på pellets.

- Upp till 2,5 TWh_{el} sätts bränslekostnaden till noll, därför att kraftproduktionen baseras på interna bränslen, och den produktionskostnad som redovisas utgörs av bedömd kostnad för underhåll 40 kr/MWh_{el}.
- I intervallet därefter utgörs kostnaden av inköpt bränsle (flis) 110 kr/MWh_{bränsle} som inklusive underhåll och övriga driftkostnader ger elproduktionskostnaden 170 kr/MWh_{el}.
- Pellets ersätter oljan, till viss del utan kapitalkostnader. Kostnaderna utgörs då av bränslekostnaden för pellets med 170 kr/MWh_{bränsle} vilket ger den totala elproduktionskostnaden 240 kr/MWh_{el}, inklusive underhåll och övriga driftkostnader.
- För högre elproduktion från cirka 3,7 upp till cirka 5,3 TWh_{el}, utan användning av olja, krävs investeringar i utrustning för förbränning av pellets (i förugn med tillhörande pulverbrännare). Successivt ifrån en produktionsnivå högre än cirka 5,3 TWh_{el} krävs installation av ytterligare pann- och turbin-kapacitet. I några fall bedöms pannkapacitet finnas men inte tillräckligt turbin-kapacitet. I de flesta fall bedöms dock båda kapaciteterna behöva ökas, vilket leder till en allt högre andel

kapitalkostnad. I kapitalkostnad för pannkapacitet ingår endast det ökade behovet för att täcka den ökade energibehovet för den ökande mottryckskraften.

- I vissa fall har antagits att nya investeringar görs i pannor som möjliggör att billigare inköpt trädbränsle delvis kan användas.

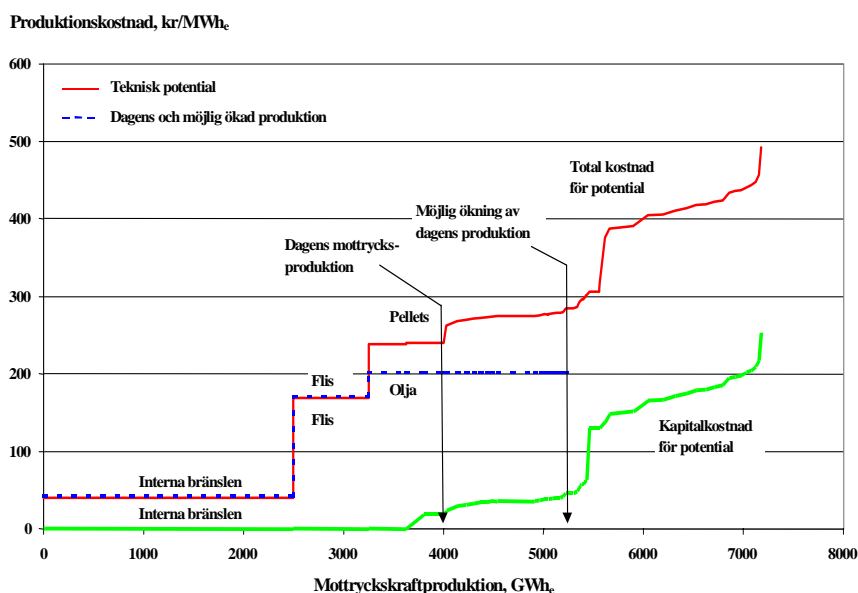
Figur 7.2 Produktionskostnad (totalt/varav kapital) för ökad mottryckskraft inom massa- och pappersindustrin med pellets som kompletterande bränsle. Kapitalkostnaden avser turbin och del i panna för elproduktion.



I potentialen för ökad elproduktion bedöms ingå en mindre mängd kondenskraft som produceras på överskottsvärme i avsalumassabruk.

Som jämförelse med Figur 7.2 visas i Figur 7.3 produktionskostnaden även för dagens produktion med olja och med dagens befintliga utrustning respektive med pellets som kompletterande bränsle till övriga biobränslen.

Figur 7.3 Produktionskostnad för mottrycks kraft inom massa- och pappersindustrin



Skillnaden mellan produktionskostnaden med olja som komplement (streckade kurvan) och pellets som komplement (översta kurvan) visar vilket stöd som krävs, kr/MWh_e för att bibränsle (pellets) skall vara ett konkurrenskraftigt alternativ mot olja. Huruvida denna produktion är lönsam eller ej beror på rådande elpris. Antagna bränslepriser redovisas i avsnitt 7.1 och 7.2.

7.3 Hinder för utökad mottrycksproduktion

Det naturliga företagsekonomiska hindret är att det inte går att ekonomiskt motivera investeringar i ny mottrycks kraft om inte prisrelationen mellan el och bränsle långsiktigt kan bedömas bli sådan att kapital-, underhålls och bränslekostnader är lägre än möjlig intäkt från elförsäljningen. I befintliga anläggningar måste intäkten för elkraften överstiga de rörliga drifts- och underhållskostnaderna. För att ekonomiskt motivera användning av bio-

bränslen måste dessutom detta bränsle ge en lägre total elproduktionskostnad än andra bränslealternativ som kol och olja.

Eftersom ett bränsle med hög energitäthet förutsätts, kommer efterfrågan och därmed prisutvecklingen på pellets att vara en betydelsefull faktor för om produktionen skall bli lönsam eller ej.

Förutom de direkta ekonomiska hindren finns det andra faktorer som måste beaktas bland annat följande.

- Redan i dag finns det exempel på samarbete där en extern aktör, ett energibolag, står för investeringar i den utrustning som behövs för elproduktion. En fortsatt utveckling mot att andra än industrin själv utnyttjar möjligheten att på ett effektivt sätt utnyttja industrins elproduktionspotential kan underlätta att den tas tillvara. Inom industrin konkurrerar investeringarna med investeringar i kärnverksamheten. Ett energibolag vars kärnverksamhet är energiproduktion styrs sannolikt andra värderingar och alternativa investeringar.
- Inköpsorganisationen måste sannolikt förstärkas. Här gjorda bedömningar baserar sig på att det framförallt är förädlad biobränsle som kan ersätta befintlig oljeanvändning för elproduktion och också är alternativet till olja vid en utökad elproduktion. Det krävs sannolikt förhållandevis säkra och stabila förhållanden för att industrin skall etablera inköp av en ny bränsletyp.
- Hur kommer tillgången på förädlad biobränsle att vara och vad händer med priset på sikt. Av största vikt är denna utveckling om investeringar gjorts och ett alternativt bränsle saknas. Tekniskt utgör olja ett alternativ men är det ett verkligt alternativ miljömässigt.
- Plats måste reserveras för den extra biobränslehanteringen, eftersom förädlade biobränslen kräver annan utrustning än olja och har ett lägre energiinnehåll per volymenhet än olja.
- Askhalten är högre än för olja vilket leder till ökad askhanteringen och ökade kostnader för omhändertagande och deponering av aska.
- Elförbrukningen ökar (mera fläktar, transportörer etc.).
- Drift- och underhållskostnaderna ökar med förädlad biobränsle i stället för olja.

Referenser

- Naturvårdsverket, Rapport 4716. Konkurrens om biomassa. Regionala obalanser.
- Energimyndigheten. Energiläget i siffror 2000.
- Energimyndigheten. Energiförsörjningen i Sverige, kortsiktsprognos 2001-02-26.
- ÅF. Ökat industriellt mottryck, underlag till Klimatkommittén, år 1999.
- NUTEK. Trädbränsle 1997, Rapport 1997:49.
- Skogsindustrins statistik över bränsleanvändning.
- Trädbränsle Skogsstatistisk ordbok.
- Intervjuer med branschföreträdare och företrädare för enskilda industrier.

Bilaga 7

Statens energimyndighet

Dnr 00-01-2816 Datum 2001-10-02

Ert Dnr Ert datum
2001-09-21

Elcertifikatutredningen
(N 2000:07)
103 33 Stockholm

Förfrågan angående myndigheternas uppgifter i ett system för handel med elcertifikat

Elcertifikatutredningen har begärt en närmare beskrivning av konsekvenserna för Energimyndigheten som blir följden av att införa kvotplikt för förnybar elproduktion och handel med certifikat.

Några utgångspunkter:

Arbetsuppgifter från SOU vers 90
1500 - 2000 producenter
500 - 1000 kvotpliktiga
4,5 milj hushållskunder för el
7-15 milj certifikat
ca 10 olika kategorier producenter
4 kategorier kvotpliktiga

Inledningsvis vill Energimyndigheten erinra om den korta tid som har stått till förfogande för att bedöma konsekvenserna. Vidare är i skrivande stund inte alla uppgifter tillräckligt preciserade. Systemet är nytt och det saknas erfarenhet från andra länder. Det

är därför sannolikt att några uppgifter har förbisetts. Det kommer också att uppstå startproblem i samband med att nuvarande stödsystem ska ersättas med certifikatsystemet. Reservation måste

också göras beträffande eventuella övergångsbestämmelser mellan nuvarande stödsystem och ett certifikatsystem. Följande redovisning över resursbehov är därför förknippad med en stor osäkerhet och kan bara användas för en första bedömning av resursbehovet och för att uppskatta erforderliga insatser för att ett nytt system ska finnas i operationell drift den 1 januari 2003. Se också tidschemat i bilaga 1.

En mer noggrann analys kan göras efter det att systemet, inklusive övergångsreglerna är fullständigt kända

Uppgifter av engångskaraktär såsom förberedelser för och etableringen av systemet

Datasystem

Systemet med el-certifikat ska bygga på en elektronisk hantering. Stora krav bör därför ställas på det datasystem som har i uppgift att hålla reda på godkända anläggningar/producenter, registrerade kvotpliktiga, överlåtelse och innehav av certifikat samt priser och elanvändning mm. För att effektivt hantera all information förordar Energimyndigheten att ett gemensamt databassystem mellan Svenska Kraftnät och Statens energimyndighet etableras. Ett sådant system kommer att ta tid och resurser att etablera. Ett väl utformat databassystem kommer med stor sannolikhet att betydligt förenkla den löpande hanteringen av godkännande, granskning, kontroll, beräkning av sanktionsavgifter m.m. Energimyndigheten bedömer att detta är en förutsättning för förenkla processen och för att inte göra systemet administrativt betungande.

Det blir också nödvändigt att utveckla myndighetens hemsida så att den kan användas för de kvotpliktigas redovisning av ingivna certifikat m.m. Det ställer i sin tur krav på en nära koppling mellan databassystemet och hemsidan. I det sammanhanget måste också rättsäkerheten och intrång i systemet kunna garanteras.

Energimyndigheten och Svenska Kraftnät uppskattar att ett fullt tillförlitligt system normalt kräver 1½ år att genomföra. Att exakt ange kostnaden för detta system kräver anbudsunderlag och att alla uppgifter finns preciserade. Personalinsatserna bedöms kräva ca 10 personmånader hos myndigheten och uppbygganden av databassystemet bedöms kosta 8 -12 Milj kronor. Det går att forcera

arbetet med det sker i så fall till ökade kostnader och risk för en ej fullgod funktion i starten.

Föreskrifter

Utredaren kommer inte att föreslå någon förordning som blir kopplad till lagen om el-certifikat. Arbetet med en förordning beräknas starta under nästa år. Beslutet kan först tas i samband med att riksdagen godkänner lagförslaget. Föreskriftsarbete inom myndigheten kan börja när propositionen är lagd, under förutsättning att innehållet i den blivande förordningen är känt. Resursbehovet för arbete med föreskrifter blir därför osäkert att uppskatta, både med avseende på volymen och på tidpunkten då arbetet kan påbörjas. Arbetet omfattar föreskrifter för godkännande av anläggningar, ingivning av certifikat, deklaration av elanvändningen, sanktionsavgifter, garantipriser på certifikat under inledningsperioden. En del av dessa arbetsuppgifter är välkända hos myndigheten, medan andra är helt nya. Med ledning av myndighetens arbete med föreskrifter i anslutning till schablonreformen uppskattas tidsåtgången bli 6 - 12 personmånader. Därtill kommer tid för samrådsförfarande med inblandade aktörer.

Arbetet behöver göras under en begränsad tid. Det är nödvändigt att vissa föreskrifter blir slutförda under augusti 2002. Det gäller exempelvis föreskrifter för godkännande och registrering, för att alla producenter ska kunna ansöka om godkännande innan 1 december och för att en registrering av kvotpliktiga hinner ske.

Kompetensuppbyggnad hos myndigheten

Systemet med el-certifikat är helt nytt och initialt kommer det att kräva utbildningsinsatser inom myndigheten och ev. nyrekrytering av personer med adekvat utbildning och erfarenhet. Energimyndigheten bedömer att flera avdelningar kommer att bli berörda. Som ett minimum kommer ca 24 personmånader för denna insats. Ett fullt utbyggt system kommer att kräva att 7 - 18 personer arbetar med dessa frågor på hel- eller deltid (se nedan).

Information/kommunikationsinsatser

Kunskaperna om vad elcertifikat innebär är låga hos alla målgrupper. Dessa måste således utbildas och informeras. Detta ställer stora krav på kontinuitet och konsistens i hur man hanterar dessa frågor för att lyckas. Det handlar dels om en uppbyggnadsfas, som

sträcker sig över 2-3 år, dels en fortlöpande insats. I uppbyggnadsfasen behöver man dels höja kunskapsnivån hos de professionella aktörerna dels informera konsumenterna.

Det kommer att bli nödvändigt att genomföra regionala seminarier efter riksdagsbehandlingen för att informera om det nya systemet. Det blir också nödvändigt att annonsera om det nya systemet för att täcka alla professionella aktörer. En särskild kampanj riktad mot hushållen bör genomföras i samråd med Konsumentverket och företrädare för branschen. Energimyndigheten bedömer att det krävs 2 Milj kronor för dessa aktiviteter under 2002 och att fortlöpande en förstärkning av förvaltningsanlaget på 1 Milj kronor för att upprätthålla kontinuitet och konsistens under de inledande åren. Personalinsatserna beräknas uppgå till ca 12 personmånader.

Godkänna anläggningar före 2003

Om riksdagen i juni 2002 beslutar om införande av el-certifikat kan Energimyndigheten därefter fastställa aktuella föreskrifter. Via myndighetens hemsida kan anläggningsägare hämta ansökningsblankett och föreskrifter för godkännande av anläggningar. Totalt bedöms 1000-1500 anläggningar bli aktuella för godkännande under andra halvåret 2002. Då oklarhet råder om tillgängligt data-stöd initialt, kan provisoriska lösningar komma att krävas.

För dessa godkännanden uppskattar Energimyndigheten att ca 20 personmånader erfordras som i huvudsak kan ses som en engångsinsats.

Registrering av kvotpliktiga

Registrering av kvotpliktiga skall ske hos Energimyndigheten. Elhandlare och egenproducent skall anmäla sig senast fyra veckor innan kvotplikten inträder. Enskilda elanvändare som önskar vara kvotpliktiga skall anmäla detta till Energimyndigheten senast den 1 december året före det år som kvotplikten avser. Det innebär att ett register och rutiner för att hantera det måste finnas på plats den 1 december 2002. Om inte datasystemet hinner bli klart innan driftstart kommer detta arbete att bli betungande. Energimyndigheten skall också, om det finns grundad anledning anta att kvotpliktig elhandlare eller egenproducent underlåtit att anmäla sig, registrera denne ex officio.

Energimyndigheten bedömer att det kommer att krävas 4-8 personmånader för denna uppgift

Återkommande uppgifter som avser den löpande driften

Underhåll av datasystemen

Återkommande underhåll av datasystemen inklusive webb hantering är nödvändigt. Energimyndigheten uppskattar att detta kommer att kräva 6-12 personmånader. Externa kostnader beräknas bli ca 2Milj kr.

Godkänna anläggningar inklusive tillsyn och rapportering

När systemet är i drift är det frågan om förändringar i registret genom att nya anläggningar tillkommer, anläggningar uppgraderas till högre effekt eller att anläggningar tas ur drift. En större tidsåtgång kommer att krävas för att godkänna bibränsleeldade anläggningar och vattenkraftanläggningar. Genom i första hand stickprovskontroller skall sedan fastställas att en anläggning uppfyller kraven för att vara certifierade. Det arbetet bör i första hand inriktas på bibränsleeldade anläggningar samt vissa vattenkraftanläggningar.

Certifikaträtten kan återkallas men om Energimyndighetens beslut ändras i högre instans, skall myndigheten ta ställning till om innehavaren i efterhand skall få de certifikat denne gått miste om till följd av beslutet.

Energimyndigheten uppskattar att 4-6 personmånader behövs för dessa uppgifter.

Följa upp och utvärdera certifikatmarknaden

Uppföljning av certifikatmarknaden med avseende på priser, utbud etc. bör göras löpande. En mer djupgående utvärdering av verksamheten bör ske redan under det inledande året för att se hur marknaden fungerar och från olika aktörsperspektiv. En bedömning av den framtida utvecklingen av utbudet av förnybar elenergi bör också göras. Det krävs också att man utvecklar en bra metodik för ändamålet. I detta arbete ingår också att noga följa utvecklingen på den internationella certifikatmarknaden samt att vid behov föreslå ändringar i lagstiftningen.

Energimyndigheten uppskattar att 24 personmånader och konsultinsatser på ca 1 milj. kronor erfordras.

Ta emot certifikat, granska deklARATIONER och begära annullering av certifikat

Dessa moment skall enligt förslaget utföras av Energimyndigheten inom en sexmånadersperiod från 1 mars varje år. I denna uppgift ligger att ingivna certifikat förs in i registret och en granskning av elanvändningen. Denna granskning måste av praktiska skäl genomföras i mindre omfattning. Avgörande för arbetsinsatsen är i vilken utsträckning certifikaten för kvotplikten kan komma att hanteras elektroniskt eller inte. Initialt finns stor risk för att manuella insatser erfordras, särskilt om man inte hinner bygga upp databasregistret i tid före ikraftträdandet av systemet. Redan det första året ska 7 miljoner certifikat hanteras i systemet. De behöver matchas dels mot elanvändningen hos de kvotpliktiga, dels i förhållande till producenterna. Här kan också viss samordning komma att krävas gentemot särskilda skattekontoret i Ludvika och Svenska Kraftnät.

Det är nödvändigt att flera personer deltar i dessa uppgifter. Hanteringen och bearbetning av information för registret bedöms kräva ca 6 personmånader under förutsättning att företagen själva matar in uppgifterna. Det är emellertid inte rimligt att i detalj granska alla deklARATIONER. Utifrån antagandet att 10 % av deklARATIONERNA granskas mer i detalj, bedöms tidsåtgången bli 12 personmånader. Denna uppskattning baseras på myndighetens arbete med att granska årsredovisningar från nätföretag. I takt med att rutinerna utvecklas kan tidsåtgången minska med hälften, alternativt kan ett större kollektiv granskas. Ev. kan delar av denna granskning läggas ut på konsult eller på revisionsfirma.

Eftersom denna granskning ska ske under en sexmånadersperiod krävs att 3- 5 personer arbetar på hel- och deltid.

För det fortlöpande arbetet med registret beräknas för de första åren 3 personmånader som efter hand blir lägre. Hur stora resurser som behövs är svårt att avgöra eftersom underlåtenheten är straffbelagd med böter eller fängelse högst ett år, men åtminstone en personmånad bör avsättas.

Fastställa och driva in sanktionsavgifter, lösa in certifikat till golvpris och hantera överklaganden.

Enligt förslaget ska Kraftnät varje kvartal räkna ut det vägda medelvärdet av certifikatpriset. Energimyndigheten förutsätter att en myndighet bemyndigas att fastställa avgiften och att all prisinformation kommer att finnas tillgänglig för uppgiften.

Inledningsvis torde certifikatpriset ligga på en sådan nivå att det blir nödvändigt för vissa producenter att begära inlösen. Innan marknaden har etablerats blir det också troligen nödvändigt att driva in sanktionsavgifter. Utifrån erfarenheter med arbetsinsatserna för att administrera den s.k. 9-öringen, bedömer Energimyndigheten att 8 – 12 personmånader behövs för dessa uppgifter.

Uppgifter som utgår vid införandet av certifikathandels-systemet.

Nuvarande investeringsstöd till biokraftvärme, vind och småskalig vattenkraft upphör 2002. Detsamma gäller den s.k. nioöringen. Dessa uppgifter uppgår till 24 personmånader idag.

Undantagen för vissa producenter att betala nätavgift kommer att falla bort i det nya förslaget. Idag använder Energimyndigheten 1 personmånad för sådana tvister.

Summering

Sammantaget bedömer uppbyggnadsskedet kräva 17 – 22 Milj kronor. Det löpande arbetet kommer inledningsvis att uppgå till ca 10 Milj kronor. Uppgifterna är baserade på att en årsarbetskraft kostar 700 000 kronor, inkluderande kostnader för administrativa funktioner. En årsarbetskraft har beräknas vara 10 personmånader.

Beslut i detta ärende har fattats av generaldirektören Thomas Korsfeldt. Vid den slutliga handläggningen har därutöver deltagit överdirektören Håkan Heden, planeringsdirektören Klas Tennberg, utvecklingsdirektören Lars Tegnér, stabschefen Zofia Lublin, verksjuristen Fredrik Selander, handläggaren Tord Niklasson, experten Thomas Levander den sistnämnde föredragande.

Thomas Korsfeldt

Thomas Levander

Kopia för kännedom
Lars Eriksson, SACO
Kristina Ferdinandsson, ST

Bilaga 1 Certifikatcykeln och det inledande arbetet

Tidpunkt	Händelse	Uppgifter för STEM
Oktober 2001	Betänkande läggs	
November		
December	Remissvar	
Januari 2002	RK arbetar med lägrådsremiss och proposition	Kunskapsuppbyggnad på myndigheten (24 personmånader)
Februari		
Mars		Påbörja arbetet med databassystemet (10 personmånader) Informera om det nya systemet (12 personmånader)
April		
Maj		
Juni	Riksdagsbeslut om elcertifikatlag Regeringsbeslut om förordning	Påbörja arbetet med föreskrifter (6-12 personmånader)
Juli		
Augusti	Föreskrifter tas av STEM:s styrelse	
September		Påbörja arbetet med godkända anläggningar och registrera kvotpliktiga (20 personmånader)
Oktober		
November		
December	Alla anläggningar ska vara godkända, de kvotpliktiga registrerade och registret offentliggjort	Offentliggöra ingående aktörer (4-8 personmånader)
Januari 2003	Systemet i drift	Löpande arbete registrering och godkännande, underhåll etc. (10 -18 personmånader)
Februari		
Mars		
April		
Maj		
Juni		
Juli		
Augusti		

September		Uppföljning av systemet, utvärdering påbörjas (24 personmånader)
Oktober		
November		
December		
Januari 2004	Lösa in osålda certifikat till golvpris	Utbetalning av ersättning efter ansökan (6 personmånader)
Februari		
Mars	Deklarationer över elanvändning ges in	Granskning av deklarerationer, registrering etc. (21-24 personmånader)
April	Certifikat ges in av kvotpliktiga	
Maj		
Juni		
Juli		Utvärdering klar
Augusti	Granskning avslutad Begära annullering av certifikat	Besluta och driva in sanktionsavgift (2-6 personmånader)
September		
Oktober		
November		
December		

Bilaga 8

Affärsverket svenska kraftnät

Dnr 799/2001/MA60

Stab
Björn Forsberg

2001-10-04

Elcertifikatutredningen
(N 2000:07)
103 33 Stockholm

Förfrågan angående myndigheternas uppgifter i ett system för handel med elcertifikat

Elcertifikatutredningen har begärt att Affärsverket svenska kraftnät (Svenska Kraftnät) på visst sätt närmare beskriver konsekvenserna för verket av de arbetsuppgifter som diskuterades vid sammanträde den 21 september 2001 med utredningen, Statens energimyndighet och Svenska Kraftnät.

Svenska Kraftnät förutsätter att samtliga kostnader för uppgifter av såväl engångskaraktär som löpande uppgifter skall finansieras inom elcertifikatsystemet.

Svenska Kraftnät vill betona att de konsekvenser som beskrivs nedan i hög grad bygger på antaganden om förhållanden som ännu inte klargjorts. Exempelvis bygger uppskattningen av kostnaden för framtagandet av ett datasystem för elcertifikat bl.a. på att IT-säkerheten skall motsvara vad som fastställts i Svenska Kraftnäts IT-säkerhetspolicy och att befintlig struktur för rapportering av timmätvärden kan användas.

Den tid som stått till Svenska Kraftnäts förfogande för att utreda konsekvenserna har varit mycket kort och

konsekvensbeskrivningen bör därför ses som en första grov uppskattning.

Uppgifter av engångskaraktär såsom förberedelser för och etablering av systemet

IT-system

Svenska Kraftnäts uppgifter av engångskaraktär rör i huvudsak skapandet av ett datasystem för elcertifikat. Svenska Kraftnät har för avsikt att samverka med Energimyndigheten för att i systemet integrera funktioner som behövs för vissa av Energimyndighetens uppgifter.

Svenska Kraftnät bedömer att 18 månader normalt krävs för att genomföra ett IT-projekt av detta slag. Att ifrågavarande projekt skall genomföras på kortare tid får naturligtvis konsekvenser i kostnadshänseende.

Systemet bedöms kosta mellan 8 till 12 miljoner kronor beroende på hur mycket av befintlig rapporterings- och IT-struktur som kan användas.

Till denna kostnad kommer att cirka 15 personmånader beräknas tas i anspråk hos Svenska Kraftnät.

Föreskrifter och avtal

Svenska Kraftnät kommer att behöva utarbeta avtal och föreskrifter om datasystemet för elcertifikat vilka skall översändas till EG-kommissionen. Det kan också förutses att Svenska Kraftnät förutsätts vara delaktig vid framtagandet av annan författningstext rörande elcertifikat.

Sammantaget bedöms cirka 6 personmånader komma att krävas för detta arbete.

Information

Den information som Svenska Kraftnät skall lämna till systemanvändare och andra intressenter inför idrifttagandet av systemet bedöms i huvudsak kunna lämnas i anslutning till Svenska Kraftnäts ordinarie informationsinsatser och -kanaler. En användarmanual för systemet tas fram inom IT-projektet. Utöver detta bör dock särskilda insatser göras i samverkan med branschen och Energimyndigheten.

Dessa insatser bedöms ta cirka 2 personmånader i anspråk.

Kompetensuppbyggnad

Svenska Kraftnät bedömer att nödvändig kompetens hos affärsverket kommer att byggas upp i samband med genomförandet av arbetsuppgifterna vid etableringen av systemet.

Inga särskilda resurser kommer därför att krävas för kompetensuppbyggnad.

Återkommande uppgifter som avser den löpande driften

Svenska Kraftnät bedömer att de löpande uppgifterna i stort sett kommer att kunna begränsas till drift, övervakning och underhåll av datasystemet tillsammans med information och stöd till systemanvändarna.

Dessa uppgifter uppskattas kräva cirka 24 personmånader per år. Denna bedömning bygger på att idag befintliga system för rapportering av timmätvärden och avräkning används samt att datasystemet för elcertifikat i hög grad kan innehålla automatiska funktioner för prisinformation, utfärdande av certifikat, kundhantering etc.

Uppgifter som utgår vid införandet av certifikathandels-systemet

Inga uppgifter utgår för Svenska Kraftnät del vid införandet.

Cecilia Hellner

Bilaga 9

Underlag för att belysa nuvarande
avgiftsreduktion för småskalig
elproduktion enligt 4 kap 10 § ellagen

Bilaga 9 A: Sydkraft - exempel

NÄTINTÄKTER OCH NÄTKOSTNADER FÖR PRODUCENTER > 1500 kW															
Prod.nr.	Kund	Tariff	Antal anl. (st)	Ab. effekt (kW)	Årsenergi (MWh)	Utnyttjn.tid (h)	Intäkt (kkr)	Kreditering (kkr)	Kreditering effekt (kkr)	Kreditering energi (kkr)	Intäkt (öre/kWh)	Kreditering effekt (öre/kWh)	Kreditering energi (öre/kWh)	Netto (öre/kWh)	
403756	Varberg	IN20L	1	4200	22000	5238	159	718	364	354	0,72	1,65	1,61	-2,54	
584141	Klävben	IN50L	1	2800	11200	4000	164	134	0	134	1,46	0,00	1,20	0,27	
769938	Bjällerforsens Kraft	IN50L	1	3000	17000	5667	169	169	0	169	0,99	0,00	0,99	0,00	
1529293	YS-nät	IN50L	1	10000	22000	2200	330	250	0	250	1,50	0,00	1,14	0,36	
1530897	Tacke	IN50L	1	10500	27000	2571	342	307	0	307	1,27	0,00	1,14	0,13	
130LF	Nissan	IN130L	3	68700	256745	3737	1343	5450	2669	2781	0,52	1,04	1,08	-1,60	
50LF	Nissan	IN50L	14	110800	429411	3876	3948	10228	5091	5137	0,92	1,19	1,20	-1,46	
20SF2	Nissan	IN20S	2	9800	37200	3796	314	1100	487	613	0,84	1,31	1,65	-2,11	
20SF3	Nissan	IN20S	6	57300	246100	4295	1724	6717	2709	4008	0,70	1,10	1,63	-2,03	
20SF4	Nissan	IN20S	5	13500	63075	4672	478	1494	471	1023	0,76	0,75	1,62	-1,61	
20LF2	Nissan	IN20L	4	10900	38000	3486	440	1137	512	625	1,16	1,35	1,64	-1,83	
20LF3	Nissan	IN20L	1	1700	8100	4765	76	216	86	130	0,94	1,06	1,60	-1,73	
20LF4	Nissan	IN20L	1	1800	11925	6625	79	271	79	192	0,66	0,66	1,61	-1,61	
										Medel	0,96	0,78	1,39	-1,21	

Bilaga 9 B: Birka Energi - exempel

NÄTINTÄKTER OCH NÄTKOSTNADER FÖR PRODUCENTER > 1500 kW												
Anläggning	Tariff	Effekt	Spänning	Utnyttj.tid	Årsenergi	Intäkt	Kreditering	Kreditering	Intäkt	Kreditering	Kreditering	Netto
		kW	kV	tim	MWh	kr	kr	kr	öre/kWh	öre/kWh	öre/kWh	öre/kWh
Kroppstafors	NL10	3200	12,0	1943	6217	419,8	147,2	97,02	6,75	2,37	1,56	2,82
Tystupet	NL10	2400	24,0	3084	7402	317,4	110,4	130,73	4,29	1,49	1,77	1,03
Noreborg	NL10	3000	24,0	3755	11264	394,2	138,0	185,82	3,50	1,23	1,65	0,62
Hällefors	NL10	2100	12,0	3826	8034	279,0	96,6	136,59	3,47	1,20	1,70	0,57
Sundhagsfors	NL10	5000	24,0	3918	19592	650,2	230,0	319,28	3,32	1,17	1,63	0,52
Lennartsfors	NL10	3350	24,0	4207	14094	439,0	154,1	235,34	3,11	1,09	1,67	0,35
Fensbol	NL10	3200	24,0	4551	14564	419,8	147,2	236,48	2,88	1,01	1,62	0,25
Röbjörke	NL10	3400	24,0	4604	15653	445,4	156,4	252,64	2,85	1,00	1,61	0,23
Nykroppa	NL10	3000	12,0	5035	15105	394,2	138,0	273,47	2,61	0,91	1,81	-0,11
Råda	NL10	2000	12,0	5300	10599	266,2	92,0	185,70	2,51	0,87	1,75	-0,11
Stjern	NL10	2000	12,0	5566	11131	266,2	92,0	196,00	2,39	0,83	1,76	-0,20
Torsby	NL10	2600	12,0	6684	17379	343,0	119,6	296,41	1,97	0,69	1,71	-0,42
Mölnbacka	NT10	1700	12,0	2497	4245	228,0	78,2	66,54	5,37	1,84	1,57	1,96
Sävenfors	NT10	1600	12,0	2846	4554	219,0	73,6	74,28	4,81	1,62	1,63	1,56
Forshaga	NT10	8000	12,0	5108	40862	795,0	368,0	570,44	1,95	0,90	1,40	-0,35
Hagfors	NT10	5600	12,0	5486	30724	579,0	257,6	473,59	1,88	0,84	1,54	-0,50
Blankafors	NT10	1700	12,0	5849	9944	228,0	78,2	147,05	2,29	0,79	1,48	0,03
Degerfors	NT10	6400	12,0	5986	38310	651,0	294,4	553,41	1,70	0,77	1,44	-0,51
Borgvik	NT10	1800	12,0	6179	11123	237,0	82,8	163,52	2,13	0,74	1,47	-0,08
Edsvalla	NT10	5000	12,0	6611	33057	525,0	230,0	480,75	1,59	0,70	1,45	-0,56
									3,07	1,10	1,61	0,36