



THEMA
CONSULTING GROUP

Offentlig

**Usikkerhet i
Elsertifikatmarkedet
Utarbeidet for Energi Norge**

Om prosjektet
Om notatet:

Prosjektnummer:	ENO-2013-13	Notatnummer:	N-2013-14
Oppdragsgiver:	Energi Norge	ISBN-nummer:	978-82-93150-48-0
Prosjektdeltakere:	Berit Tennbakk, Marius Holm Rennesund, Roger Grøndahl	Ferdigstilt:	19.01.2014

Innhold

Bakgrunn	3
Prisdannelsen i sertifikatmarkedet.....	3
<i>Etterspørsel</i>	3
<i>Tilbud</i>	3
<i>Prisdannelse</i>	4
<i>Om balanseperioden</i>	5
<i>Justeringer for nasjonale overgangsordninger og avvikende forbruk</i>	6
Hvordan motvirke uheldig risiko?	7
<i>Mulige prisstabiliserende tiltak</i>	8
<i>Automatiske tekniske justeringer</i>	9
<i>Fast kvotekrav i TWh</i>	9
<i>Lånemulighet ved knapphet</i>	10
<i>Myndighetsstyrt sentralbankfunksjon</i>	10
<i>Prisgulv</i>	11
<i>Pristak</i>	11
Avsluttende merknader	11

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6 0158 Oslo Foretaksnummer: NO 895 144 932 www.t-cg.no	THEMA Consulting Group tilbyr spesialistkompetanse innenfor markedsanalyse, markedsdesign og strategirådgivning for energi- og kraftbransjen.
--	---

Bakgrunn

Norge er siden 1. januar 2012 en del av et felles marked for grønne sertifikater, Elsertifikatmarkedet, sammen med Sverige. Ordningen skal stimulere til investeringer i ny fornybar kraftproduksjon tilsvarende til sammen 26,4 TWh i 2020. Hvert land skal finansiere utbygging av 13.2 TWh ny produksjon, mens markedet avgjør hvor produksjonskapasiteten bygges.

Elsertifikatmarkedet er et nytt marked for produsenter og elleverandører å forholde seg til. Det er dessuten et politisk konstruert marked som har en annen dynamikk enn ordinære markeder. Det er derfor viktig for Energi Norge som bransjeorganisasjon og for Energi Norges medlemmer å ha en god forståelse av risikoelementene i markedet.

Rapporten bygger på tidligere analyser av usikkerhet i investeringsfasen, dvs. før 2020, og fokuserer på markedsdynamikk og usikkerhet i perioden fra 2020 til 2035, som vi har kalt balansefasen.

Hovedleveransen fra prosjektet er presentasjon på en workshop arrangert av Energi Norge den 12. desember 2013. Dette notatet oppsummerer hovedpunktene fra presentasjonen og gir en innledende drøfting av mulige endringer som myndighetene kan gjøre for å stabilisere prisdannelsen og øke forutsigbarheten i markedet.

Prisdannelsen i sertifikatmarkedet

Sertifikatmarkedet er et markedsbasert støttesystem for å fremme investeringer i fornybar kraftproduksjon. Dette medfører at prisene i sertifikatmarkedet settes av tilbudet og etterspørselen. Prismekanismen skal også sørge for at man får en kostnadseffektiv utbygging av produksjonskapasitet i de to landene.

Etterspørsel

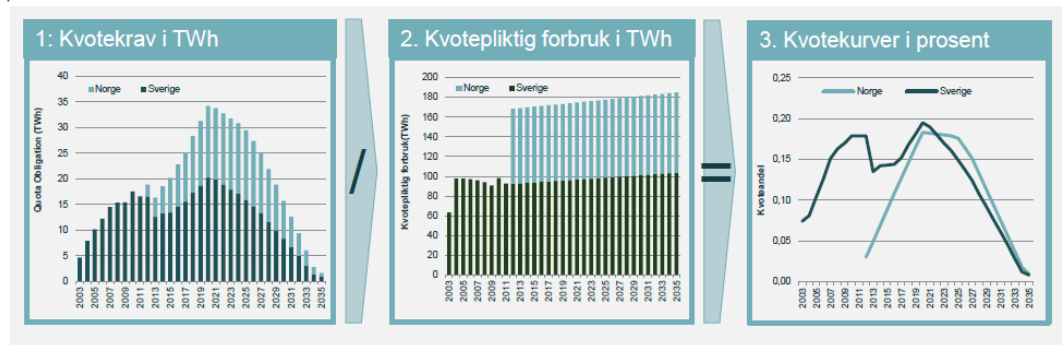
Gjennom avtalen om det felles markedet, har landene forpliktet seg til å betale for ny produksjon tilsvarende 396 TWh fra 2012-2035, og for 26,4 TWh i 2020. Plikten til å betale for elsertifikatene er lagt på kvotepliktig forbruk, som sammenfaller med forbruk som er ilagt elavgift i Norge. I Sverige er i utgangspunktet alt forbruk kvotepliktig, men store deler av industrien har kvoteplikt lik null.

Elleverandørene er ansvarlige for å kjøpe inn sertifikater til sine slutt kunder.

Sluttbrukerne i kraftmarkedet må betale for elsertifikater tilsvarende en bestemt andel av kraftforbruket hvert år. Dette kalles kvotekravet. Kvotekravet endres fra år til år i henhold til en kvotekurve. Kvotekurven er fastsatt i lov og tilpasset TWh-avtalen landene imellom.

Kvotene er beregnet med utgangspunkt i prognoser for utviklingen i kvotepliktig forbruk i sertifikatperioden, se Figur 1. Dersom det kvotepliktige forbruket utvikler seg annerledes enn forutsatt og prognosene for videre forbruk endres, skal kvotekurvene revideres i kontrollstasjoner hvert fjerde år. Dette kalles teknisk justering. De tekniske justeringene skal sikre at den samlede etterspørselen etter elsertifikater over hele perioden blir som forutsatt – 396 TWh i Norge og Sverige til sammen.

Figur 1 Fra Kvotekrav til kvotekurve



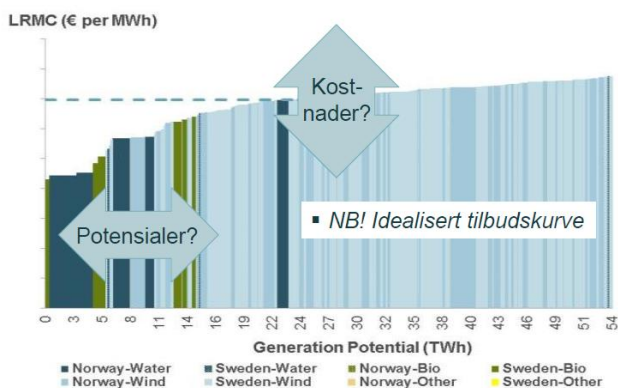
Tilbud

Det felles sertifikatmarkedet med Sverige varer fra 2012 til 2035. Sertifikatberettigede anlegg får tildelt sertifikater for sin produksjon i 15 år fra anlegget settes i drift. Produksjon basert på vindkraft, vannkraft og biomasse har rett på sertifikater. All produksjon som oppfyller de fastsatte kriteriene har rett til sertifikater (etter søknad). I Norge må anlegg settes i drift senest 31.12.2020 for å få sertifikater. I Sverige har anlegg som settes i drift etter 2020 også rett til sertifikater.

I teorien skal markedsaktørene sørge for at de mest lønnsomme prosjektene blir realisert på tvers av teknologier og land. Dette er illustrert i Figur 2 som viser en prinsippskisse av tilbudskurven for sertifikatprosjekter i Norge og Sverige. De viktigste usikkerhetsmomentene knyttet til tilbudskurven er omfanget av tilgjengelige vannkraft- og kraftvarmeprosjekter til en relativt lav kostnad, og kostnadsnivået for ny vindkraft.

Det er med andre ord markedsaktørene som bestemmer tilbudet av sertifikater gjennom sine investeringer. Det betyr at det både kan bli investert for lite til å oppfylle kvotekravet, og det kan bli investert for mye. Dersom det investeres for lite innen utgangen av 2020, kan muligheten for å få sertifikater etter 2020 gi ytterligere investeringer i Sverige som kan bringe underskuddet ned.

Figur 2 Idealisert tilbudskurve



Hvordan investeringene fordeles mellom landene påvirkes også av de øvrige rammebetingelser. Tidligere Thema-studier (THEMA Rapport 2012-17: Sertifikatkraft og skatt) har vist at særlig skatteregimene bidrar til at dyrere svenske prosjekter favoriseres fremfor billigere norske og at total utbygging forskyves mot Sverige.

Selv om det investeres "nok", vil det være en viss usikkerhet knyttet til produksjonen fra år til år, og til den samlede produksjonen over perioden. Produksjonen av elektrisitet basert på vind, vann og bioenergi er væravhengig. Milde og våte år vil gi økt vannkraftproduksjon, men lavere bioproduksjon. Kalde og tørre år gir mindre vannkraftproduksjon og kanskje også vindkraftproduksjon, men høyere bioproduksjon. Andelen biobasert produksjon kommer imidlertid til å gå ned framover i tid, og forventes ikke å utgjøre noen stor andel av ny produksjon som kommer inn under det felles målet om investeringer i 26.4 TWh ny fornybar produksjon innen 2020.

Selv om det tilsynelatende investeres for lite, kan produksjon over normalårsproduksjon gi overskudd. Tilsvarende kan tilsynelatende for høye investeringer vise seg å gi lavere produksjon enn normalårsproduksjon, og dermed et strammere marked enn ventet.

Investorene vil bare investere i ny fornybar produksjon dersom de forventer at summen av kraftprisen og sertifikatprisen over prosjektets levetid vil være tilstrekkelig til å dekke de fulle kostnadene for investeringen, inkludert et rimelig krav til

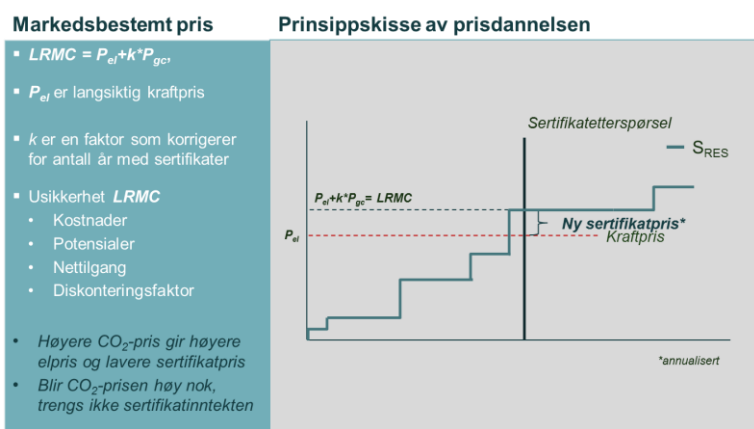
avkastning på kapitalen. Dersom forventningene til kraftprisutviklingen endres, burde det derfor slå ut i sertifikatprisen: Lavere kull- og CO₂-priser burde f.eks. gi lavere kraftpriser og derigjennom høyere sertifikatpris, mens høyere kull- og CO₂-priser burde gi lavere sertifikatpris. Tilsvarende skal forventninger om strammere kraftbalanse gi høyere kraftpriser og dermed lavere sertifikatpris, mens forventninger om økt overskudd skal gi lavere kraftpris og høyere sertifikatpris. Med høyere kraftpriser vil investorene være villige til å investere på en lavere fremtidig sertifikatpris; med lavere kraftprisprognoser vil de kreve en høyere sertifikatpris.

Prisdannelse

I teorien skal prisen i Elsertifikatmarkedet reflektere markedets oppfatning av kostnaden ved å bygge ut det dyreste anlegget som trengs for å dekke etterspørselen etter sertifikater, og forventet inntekt fra kraftmarkedet. Differansen mellom disse utgjør den sertifikatprisen som er nødvendig for at det skal bygges ut tilstrekkelig sertifikatkraft. Inntektene fra sertifikatmarkedet skal med andre ord være lik det subsidienivået som er nødvendig for å gjøre det marginale prosjektet lønnsomt. Dette prinsippet er vist i Figur 3.

Denne dynamikken vil imidlertid, også i teorien, bare holde i investeringsfasen. Etter 2020 er tilbud mer eller mindre gitt av investeringene. Da er det i prinsippet bare balansen i sertifikatmarkedet som bestemmer sertifikatprisen: Endringer i brensel- og CO₂-priser, eller kraftbalansen, vil ikke påvirke produksjonen fra de produksjonsenhetene som er med i elsertifikatmarkedet i balanseperioden og dermed heller ikke prisen i elsertifikatmarkedet. Økende kraftpriser i balanseperioden pga økende CO₂-priser og/eller brenselpriser vil imidlertid representere en mulig oppside for produsentene.

Figur 3 Prinsippkisse prisdannelsen i Elcert-markedet



*Long Run Marginal Cost

Prisutviklingen i sertifikatmarkedet påvirkes imidlertid også av den kortsiktige balansen i markedet – og dette gjelder både investeringsfasen og balansefasen. Dersom det er overskudd av sertifikater i markedet, må overskuddet spares til senere år. Det innebærer at noen må ta kostnaden ved sitte på sertifikatene. Dette kan i prinsippet være hvem som helst, men tre hovedgrupper av aktører peker seg ut:

- Produsenter/eiere av sertifikatberettigede anlegg
- Leverandører
- Mellommenn/tradere

Både leverandører og andre aktører kan velge å kjøpe sertifikater for å spare dem, men vil da kreve en avkastning på denne investeringen, dvs. de antar at de kan selge sertifikatene senere til en høyere pris. Sparing representerer bundet kapital som alternativt kunne vært plassert i andre investeringer eller verdipapirer. Jo større overskuddet er, og jo lenger det er til det er utsikter til knapphet i markedet, desto lavere pris vil de kreve når de kjøper sertifikater slik at sannsynligheten for at investeringen skal lønne seg, øker.

Leverandørene har neppe finansiell mulighet til å opptre som betydelige spekulanter i markedet. De lever av kortsiktige marginer, og dette er ikke en kostnad de kan velte over på sine kunder på kort sikt.

Produsentene kan også spare sertifikater og satse på en høyere pris senere. De kan i prinsippet også opptre som spekulanter i markedet. Men mange produsenter vil av likviditetshensyn måtte selge sertifikatene de produserer løpende. Med et stort overskudd av sertifikater i markedet, vil de dermed på kort sikt ikke realisere priser tilsvarende den langsiktige likevektsprisen. Dersom det investeres passelig mye i markedet, skal imidlertid prisene over tid være tilstrekkelige i henhold til markedsteorien.

Prisnivået er styrt av forventninger om utviklingen framover, men også av utsikter til knapphet år for år, siden det ikke er mulig å låne sertifikater.

Hvert år, den 1. april, må leverandørene levere inn sertifikater tilsvarende kvotekravet for sine sluttbrukere. Har en leverandør for få sertifikater, må han betale en straffeavgift som er lik 150 prosent av veiet gjennomsnittlig sertifikatpris de foregående 12 månedene. I enkeltår kan det hende det ikke finnes nok sertifikater i markedet til å dekke etterspørselen. Da kan prisen bli høy.

Hvor høy straffeavgiften blir, avhenger av om markedet blir oppmerksomt på faren for knapphet tidlig, eller om det er noe som

åpenbares på slutten av året. Dersom knappheten kommer om høsten og prisene har vært relativt lave tidligere på året, kan det lønne seg å betale straffeavgift i stedet for å betale en høy pris for de siste sertifikatene som trengs.

Dersom det var mulig å låne sertifikater fra fremtidig produksjon, ville prisen etter 2020 falle til null ved overskuddsinvesteringer. Uten lånemulighet kan knapphet i enkeltår innebære at prisen blir positiv i et antall år selv om det samlet sett er overskudd i markedet. Det er to forhold som kan gi positive priser i et overskuddsscenario:

- Tørre og kalde år kan gi knapphet i enkeltår selv om det ut fra normalårsproduksjonen er et samlet overskudd
- Investeringene kommer inn sent i investeringsfasen mens kvotekravet er tilpasset en jevn utbyggingstakt

Sannsynligheten for at den første situasjonen skal oppstå, henger sammen med balansen i markedet. Dersom overskuddet er veldig stort, synker sannsynligheten for kortsiktig knapphet, og dermed også en eventuell positiv priseffekt. Sene investeringer kan skyldes flere ting, herunder lave priser på kort sikt pga. det store overskuddet i dag. Det gjør at det blir lønnsomt å investere sent til tross for at det da blir et overskudd mot slutten av perioden. Hvor raskt overskuddet reduseres som følge av tilstrømming i kvotekurven, har antagelig betydning for optimal investeringstakt.

Dersom straffeavgiften er lav og det er utsikter til høyere priser senere, kan noen aktører velge å betale straffeavgiften og spare sertifikater. (Det er uklart om det i så fall tas hensyn til dette i tekniske justeringer.) Merk at selv om det i prinsippet ikke er mulig å låne sertifikater, er det mulig å annullere sertifikater produsert inn til en måned før oppgjør dato (1. april i påfølgende år) for å oppfylle kvoteplikten i et år. Dette gir noe fleksibilitet i ordningen. Det øker imidlertid sannsynligheten for knapphet i påfølgende år.

Om balanseperioden

Markedet vil være særlig følsomt for endringer i forventninger til totalbalansen i markedet under hele dets levetid og kortsiktig markedsbalanse i balanseperioden. Når investeringsperioden er omme, er produsentene i praksis prisgitt forventningene i markedet og at andre aktører er villige til å betale for sertifikatene. Det er lite trolig at enkeltprodusenter vil ha incentiv til å trekke seg ut av markedet ved et eventuelt sertifikatoverskudd. Produsentene vil fortsette å produsere for i hvert fall å få inntekten fra kraftmarkedet. Store aktører kan i prinsippet ha incentiv til å kjøpe inn sertifikater og kaste dem eller legge dem til langtidslagring for å presse opp prisen, men det ville være å utøve markedsrett.

Dette er et marked med mange små aktører, og kostnadene for enkeltaktører ved store oppkjøp kan bli betydelige.

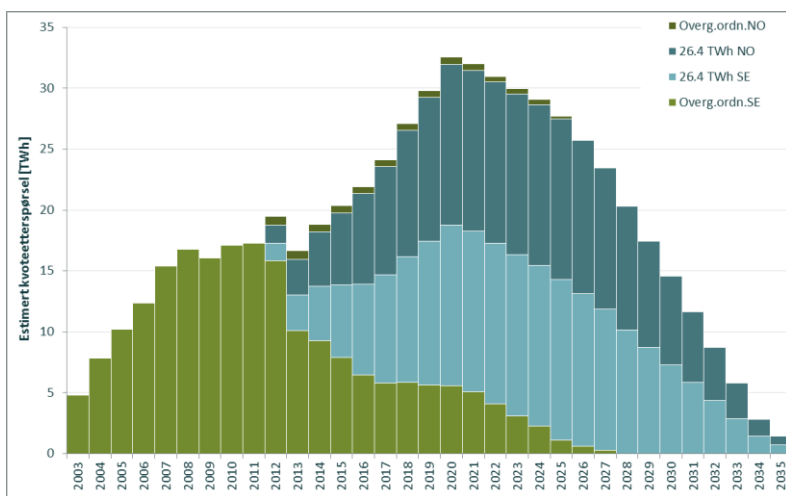
Dersom markedet forventes å ha noe overskudd trenger ikke prisen å falle til null. Det skyldes at det kan oppstå knapphet i enkeltår.

I prinsippet har ikke endringer i kraftprisforventningene noen betydning for prisdannelsen i balanseperioden. Det skyldes at tilbudet ikke vil respondere på endringer i kraftprisen siden alle

sertifikatpris de vil legge til grunn og når en slik intervensjon eventuelt iverksettes.

Dersom svenskene f.eks. skulle bestemme seg for å videreføre sertifikatordningen ytterligere, vil imidlertid også denne store-T-effekten forsvinne. Da vil prisutviklingen i det felles markedet bestemmes av de videre utsiktene i markedet, selv om det bare vil være et svensk kvotekrav etter 2035. Kvoter produsert i Norge vil imidlertid neppe kunne brukes i Sverige etter 2035, men aktørene vil da bare sørge for å innløse norske kvoter og spare svenske.

Figur 4 Norsk og svensk kvotekrav 2002-2035, TWh



Kilde: NVE, Energimyndigheten

investeringene allerede er gjort. Hvis kraftprisen stiger, f.eks. som følge av en innstramning i kvotemarkedet, vil imidlertid fornybarprodusentene bli mindre avhengig av inntekten fra sertifikatmarkedet. De får mindre presset likviditet og kan sitte på sertifikatene lenger uten å komme i en "skvis" i forhold til banker og eiere. Høyere kraftpris kan dermed gi høyere sertifikatpriser i balanseperioden.

På slutten av sertifikatperioden vil prisene i prinsippet enten gå i null eller "til himmels" (store T-effekt)¹. Da er markedet et rent knivsegg-marked: Enten er det for mange eller så er det for få sertifikater. Det store spørsmålet for investorene er når den ene eller andre situasjonen tar over som dominerende mekanisme, og hva det betyr for inntjeningen. I det siste tilfellet er det ikke utenkelig at myndighetene vil gripe inn for å beskytte forbrukerne ved å kjøpe ut resterende sertifikater. Spørsmålet blir da hvilken

¹ Vanlig markedsteori er basert på at markeder har en uendelig eller ubestemt tidshorison. "Store T" betegner slutt punktet for et marked eller en ordning som er tidsbegrenset. Eksistensen av et slutt punkt endrer markedsdynamikken.

Justeringer for nasjonale overgangsordninger og avvikende forbruk

I tillegg til det felles ambisjonsnivået for ny produksjonskapasitet i perioden 2012-2020, har begge land fornybar produksjonskapasitet satt i drift før 2012 som har rett til elsertifikater, men som ikke inngår i det felles kvotekravet:

- Produksjon fra den gamle svenske sertifikatordningen skal betales av svenske forbrukere. Før avtalen om et felles marked, hadde Sverige et sertifikatkrav som tilsvarte 25 TWh ny produksjon fra 2002-2020 og forventede gjenstående investeringer ville i henhold til kvotekurven være 13,2 TWh i 2012. Det betyr at den svenske kvotekurven, i tillegg til Sveriges andel av det felles målet, skal reflektere produksjonen fra anlegg som er satt i drift før 2012.
- Produksjon fra norske anlegg under overgangsordning betales av norske forbrukere, og antatt produksjon fra disse anleggene inngår i den norske kvotekurven.

Produksjon fra overgangsordningen skal landene betale for hver for seg ved å øke kvotekurven tilsvarende (antatt) produksjon fra anleggene under overgangsordning.

Figur 4 viser sammensetningen av den samlede kvotekurven for det felles markedet. De grønne søylene er produksjon av sertifikater fra anlegg som er bygd ut under den gamle svenske ordningen.

Samlet sett innebærer dette at det er usikkerhet om etterspørselen etter sertifikater i enkeltår, men myndighetene garanterer at etterspørselen over hele perioden til sammen er på 396 TWh + sertifikatene i overgangsordningene i Sverige og Norge.

Den gamle svenske ordningen drar et betydelig sertifikatoverskudd inn i markedet. Ved sertifikatoppkjøret for 2011 – det siste året før det felles markedet trådte i kraft – var overskuddsbeholdningen på nesten 9 TWh (se Figur 5). Overskuddet skyldes dels (40 prosent) at svenske myndigheter har overvurdert utviklingen i kraftetterspørselen over flere år, og dermed satt kvotekravet for lavt i forhold til målet. Og dels skyldes overskuddet tidlige investeringer i fornybar produksjonskapasitet.

I henhold til avtalen om det felles markedet skal svenske forbrukere betale for produksjon under svensk overgangsordning ved teknisk justering av den svenske kvotekurven. Markedsoverskuddet setter imidlertid elsertifikatprisen under press, og påvirker som sådan også investeringene under den felles målsettingen.

Ser vi kun på produksjon og kvoter i 2012, ville det felles markedet hatt underskudd uten svensk "bagasje": Den norske kvotekurven tilsier sertifikatproduksjon på 0,74 TWh fra anlegg i overgangsordning, mens realisert produksjon fra disse anleggene bare var 0,16 TWh, en negativ differanse på 0,58 TWh. Tilsvarende tall for Sverige var en kvote tilsvarende 15,83 TWh for overgangsordningen, mens samlet produksjon var 20,7 TWh. Anlegg i den svenske overgangsordningen bidro dermed med et overskudd på nesten 5 TWh. I "fellesdelen" av markedet skulle hvert lands forbrukere kjøpt sertifikater tilsvarende 1,46 TWh hver, dvs. til sammen nesten 3 TWh. Fasit er at det til sammen bare kom 0,78 TWh fra nye anlegg i 2012. Produksjon under fellesordningen ga dermed isolert sett 2,2 TWh mindre enn forutsatt, noe som bidro til at overskuddet ble lavere enn det ellers ville blitt.

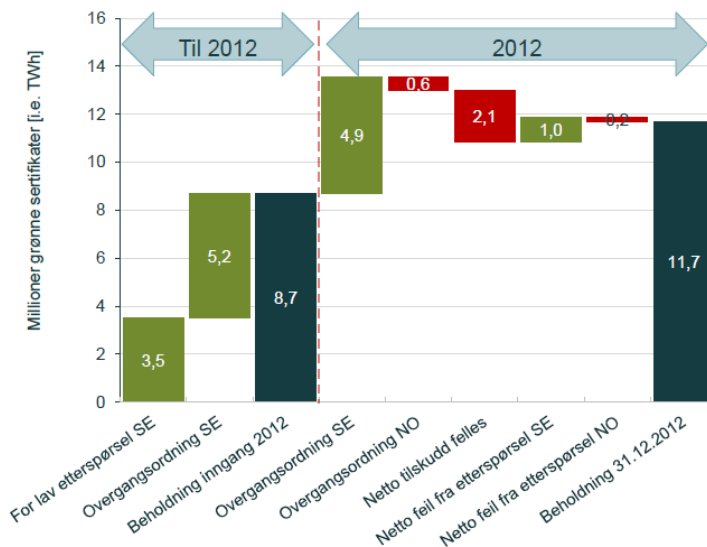
Til sammen ble det annullert sertifikater tilsvarende 2,4 TWh i Norge og 16,3 TWh i Sverige, mens kvotekurvene tilsa en etterspørsel på 2,2 TWh i Norge og 17,3 i Sverige. Til sammen gir det et avvik i etterspørselen på minus 0,2 TWh i Norge og pluss 1 TWh i Sverige.

Oppsummert vokste overskuddet av sertifikater med 3 TWh i 2012, se Figur 5. Lavere svensk etterspørsel bidro med 1 TWh, mens høyere produksjon i anlegg under overgangsordning bidro med 5 TWh. Lavere produksjon i nye anlegg og høyere norsk etterspørsel dro imidlertid overskuddet ned med 0,8 TWh. "Underproduksjonen" i anlegg under det felles målet bidro til den største reduksjonen i overskuddet, nemlig 2,1 TWh.

Selv om det svenske overskuddet er stort, og det representerer en negativ prisfaktor i markedet, har det altså også den funksjonen at markedet kan klare enkeltår der sertifikatproduksjonen er lavere enn etterspørselen. Det beskytter forbrukerne mot høye priser og

straffeavgift, men betyr samtidig at produsentene ikke nyter godt av inntekter knyttet til denne knappheten. Da den svenske ordningen ble innført i 2003, var det bekymring for at markedet ville starte med underskudd et argument for å inkludere anlegg som allerede var i produksjon i ordningen. Man designet rett og slett markedet slik at det skulle ha et visst overskudd de første årene.

Figur 5 Dekomponering av overskuddet i sertifikatmarkedet



Kilde: NVE, Energimyndigheten

De mange kildene til ubalanser i markedet skaper usikkerhet blant markedsaktørene. Det blir etter hvert komplisert å holde oversikt over hvilke avvik som skal korrigeres gjennom tekniske justeringer av kvotekurven, og hvilke avvik det overlates til markedet å håndtere. Slik markedet er konstruert, er intensjonen at markedsaktørene skal håndtere variasjoner i produksjonen som følge av investeringsadferd og årlige variasjoner i produksjon. Myndighetene har forpliktet seg til å sørge for at etterspørselen er forutsigbar perioden under ett.

Hvordan motvirke uheldig risiko?

Det viktigste usikkerhetsmomentet sett fra produsentenes ståsted, er den balansen i markedets levetid sett under ett, og risikoen for overutbygging. Dersom det på et tidspunkt viser seg at det vil være overskudd i markedet i resten av perioden, vil prisen falle til null eller nesten null, jf. utviklingen i EUs marked for CO₂-kvoter i den første handelsperioden. Er det derimot utsikter til balanse eller knapphet i ett eller flere år i fremtiden, vil markedsprisen være positiv.

Siden samlet etterspørsel er bestemt til (nøyaktig) 396 TWh gjennom avtalen – og håndheves gjennom tekniske justeringer i

kontrollstasjonene – er den eneste usikkerheten når det gjelder den overordnede markedsbalansen, omfanget av sertifikatproduksjon fra de nye anleggene. Kvotekurven for hvert land er satt med utgangspunkt i estimert normalårsproduksjon fra anlegg under overgangsordning i hvert land pluss landets andel av det felles målet. For at avtalen skal overholdes må landene derfor også korrigeres for avvik fra normalårsestimat for produksjon fra kraftverk under overgangsordning gjennom teknisk justering av kvotekurven.

Det er flere grunner til at sertifikatproduksjonen kan avvike fra 396 TWh:

1. Det kan bli investert for lite eller for mye i markedet – regnet som normalårsproduksjon fra sertifiserte anlegg.
2. Produksjonen fra de ulike sertifiserte anleggene kan avvike fra normalårsproduksjon – og vil neppe bli helt lik 396 TWh aggregert over perioden.

I investeringsfasen vil produsentene ha mulighet til å justere tilbudet ved å legge prosjekter på is eller la være å investere dersom det er utsikter til at det blir for høye investeringer i markedet. I balanseperioden, dvs. etter 2020, kan ikke et eventuelt overskudd justeres vekk. Kapasiteten er allerede etablert og kapitalkostnadene sunkne, samtidig som produksjonskostnadene er lave og bestemt av værforholdene for vind og vann. Produsenter som har anlegg i markedet vil neppe ha incentiver til å legge ned eller redusere produksjonen, i så fall går de glipp av både kraftinntekten og en eventuell sertifikatinntekt.

Biobasert kraftvarme kan være et unntak – det er mulig det kan lønne seg å legge produksjonen om til andre brenslers dersom sertifikatinntekten bortfaller. Innslaget av biobaserte anlegg antas imidlertid å bli mindre etter hvert som opprinnelige anlegg fases ut av den svenske ordningen.

Dersom det investeres for lite til 2020, slik at det forventes å bli for få sertifikater til å dekke etterspørselen i resten av perioden, kan som nevnt nyinvesteringer i Sverige øke tilbudet av sertifikater også etter 2020.

Det er stor interesse for å investere i sertifikatproduksjon i Norge og Sverige, også fra utenlandske aktører. Imidlertid er mange bekymret for risikoen i markedet, særlig knyttet til for liten transparens og markedslikviditet. For at markeder skal fungere optimalt kreves det en viss likviditet og pålitelig markedsinformasjon. Det gjør at markedsaktørene kan gjøre sine egne vurderinger av hvilken risiko de tar på seg ved å agere i markedet, og at det er lett å gå inn og ut av posisjoner når risikobildet endrer seg.

En gruppe investorer i sertifikatmarkedet har spilt inn følgende anbefalinger til kontrollstasjonen:

- Økt transparens om investeringsbeslutninger gjennom opprettelse av et sentralt register som inneholder alle prosjekter det er tatt investeringsbeslutning for. Registeret kan blant annet inneholde data for investeringsbeslutning, forventet dato for ferdigstilling, produksjonskapasitet og forventet produksjon. Et slikt register vil gjøre det lettere for markedsaktørene å vurdere sine prosjekter opp mot markedets behov i forbindelse med investeringsbeslutningen. Siden markedet bare har 7 år på seg til å realisere de nødvendige investeringene, kan et slikt register bidra til en mer effektiv ressursbruk og utbygging i markedet. Et frivillig register organisert av industrien selv kan i prinsippet fungere. Det er uklart hvem som i så fall skal ta på seg kostnadene ved å opprette og vedlikeholde et slikt register. Uten at rapportering er obligatorisk, vil det alltid være en viss usikkerhet om hvor pålitelig et slikt register er.
- Kvotekurven som TWh-krav i stedet for som prosentvis andel av kvotepliktig forbruk. Det vil gjøre etterspørselen mer forutsigbar og stabilisere prisene. Med dagens store overskudd og klarhet omkring den tekniske justeringen, blir prisdannelsen svært følsom for rykter og ny informasjon.
- Krav om at leverandørene må dekke en betydelig andel av sine sertifikatforpliktelser løpende. Produsentene opplever problemer med å sikre sertifikatinntektene gjennom langsiktige posisjoner fordi kjøpermarkedet er for tynt. Tynn handel henger trolig til en viss grad sammen med dagens store overskudd i markedet, noe som gjør at leverandørene opplever at det er lite å tjene på langsiktig prissikring.

Mulige prisstabiliserende tiltak

I kontrollstasjonen i 2015 har NVE og Energimyndigheten, i tillegg til å gjennomføre tekniske justeringer, fått i oppdrag å vurdere

- Muligheten for å fastsette kvoteplikten i TWh
- Markedets funksjonsmåte, herunder omsetning, likviditet, antall aktører (...) og foreslå forbedringstiltak
- Nåværende straffeavgift opp mot alternative avgiftsstrukturer

Hensikten med et fast TWh-krav er å redusere usikkerheten knyttet til etterspørselen fra år til år og risikoen for at det akkumuleres store ubalanser på grunn av prognosefeil mellom kontrollstasjonene. Fast TWh-krav er bare en måte å stabilisere etterspørselen på. Andre muligheter kan også tenkes. I det følgende drøfter vi fordeler og ulemper ved disse modellene:

- Automatiske tekniske justeringer
- Fast kvotekrav i TWh
- Lånemulighet ved knapphet
- Myndighetsstyrt sentralbankfunksjon
- Prisgulv og pristak

Det har ikke vært innenfor prosjektets ramme å gjennomføre en fullstendig analyse eller komme med endelige råd om hvilken, om noen, modell som bør velges.

Automatiske tekniske justeringer

Et første steg for å skape større forutsigbarhet når det gjelder etterspørselsutviklingen, kunne være å gjennomføre hyppigere og automatiske tekniske justeringer.

Tekniske justeringer innebærer at fremtidige kvotekurver justeres for å korrigere prognosefeil knyttet til forbruk og til produksjon under overgangsordningen. Med dagens ordning skjer justeringene ved kontrollstasjonene hvert fjerde år. Da endres kvotekurven i lovtoksten. Det er ingen bestemmelser for hvordan kvotekurven skal justeres, dvs. om avvikene skal justeres mye over noen få år, eller lite over mange år.

Avvik fra prognosen er imidlertid kjent ved slutten av året. Det gjelder både avvik i kraftetterspørselen og avvik i produksjon fra anlegg under overgangsordningen. I prinsippet kan derfor kvotekurven i loven erstattes med en formel for hvordan den tekniske justeringen skal foregå. Hyppigere justeringer av kvotekurven, f.eks. hvert år, er neppe gjennomførbart dersom loven da må endres hver gang.

Behovet for tekniske justeringer kan både skyldes årlige variasjoner, men også at prognosene for utviklingen (veksten) i kraftforbruket endres. Jo mer man bommer på trenden (også i et system med automatiske justeringer), jo større blir avvikene fra år til år. For å unngå svært store avvik og dermed store justeringer, kan det fortsatt gjøres tekniske justeringer i forhold til endrede prognoser i kontrollstasjonene hvert fjerde år.

Automatiske, årlige justeringer er særlig relevant etter innføringen av det felles markedet der det er mange ulike faktorer som påvirker balansen og det er vanskelig for enkeltaktørene å holde oversikt over de ulike elementene.

Markedet vil fremdeles måtte håndtere avvik som skyldes investeringsprofil og produksjon i anlegg under det felles målet.

Fast kvotekrav i TWh

Overgang til et TWh-mål vil gi fast sertifikatetterspørsel hvert år og redusere behovet for å korrigere for avvik i sertifikatetterspørselen som skyldes at kvotepliktig kraftetterspørsel blir høyere eller lavere enn forventet. Et fast TWh-krav vil derfor sikre større forutsigbarhet når det gjelder årlig sertifikatetterspørsel, og fjerne behovet for justeringer når det gjelder endrede prognoser for kraftforbruket. Avvik i balansen vil da kun skyldes avvik i produksjonen av sertifikater. I motsetning til automatiske tekniske justeringer, vil et fast TWh-mål ikke justere for avvik i produksjonen fra anlegg under overgangsordning. Slike justeringer må derfor komme i tillegg

Et fast TWh-krav vil redusere usikkerheten om årlig etterspørsel for produsentene, men er ikke nødvendigvis enkelt å håndtere for leverandørene. A priori står leverandørene overfor usikkerhet knyttet til forbruket til de kundene de har, og knyttet til hvor mange/hvilke kunder de har.

Leverandørene er ansvarlig for å handle sertifikater på vegne av sine sluttbrukere og velter i prinsippet kostnadene over på dem. Sertifikatkostnaden legges inn i den marginen som leverandørene tar i tillegg til selve kraftprisen. Marginen må avtales på forhånd, dvs. at leverandørene tar risikoen knyttet til økt sertifikatpris. Siden leverandørene konkurrerer på margin, har de incentiver til å holde sertifikatkostnaden så lav som mulig.

Den ideelle strategien for leverandørene er antagelig å sikre en del av sertifikatinnkjøpene på forhånd og så handle seg i balanse etter hvert som etterspørselen realiseres.

Hvor stor del det er aktuelt å sikre, avhenger antagelig av den kortsiktige markedsbalansen. Akkurat nå er det et stort overskudd i markedet, prisene er lave og det er liten fare for at en leverandør ikke skal få kjøpt sertifikater mot slutten av året. Men markedet kan også bli (overraskende) knapt dersom en kald og tørr vinter inntreffer samtidig med at overskuddet er i ferd med å bli brukt opp. Da vil etterspørselen etter sertifikater bli høyere enn beregnet, samtidig som produksjonen blir lavere. Uten et visst overskudd, vil ikke produksjonen kunne dekke forbruket, og en del av leverandørene blir nødt til å betale straffeavgift for en del av sine leveranser. Det er ikke uten videre lett for leverandørene å velte kostnadene ved en eventuell straffeavgift over på sine kunder.

I et kaldt år kan et TWh-krav innebære lavere etterspørsel etter sertifikater enn et prosentvis kvotekrav. Sånn sett kan et fast TWh-krav også innebære en økt sikkerhet for leverandører og sluttbrukere.

Spørsmålet er likevel om et TWh-mål også kan innføres på en slik måte at det ikke er til skade for leverandørene. Dagens system innebærer som nevnt at leverandørene kan dekke seg inn løpende i markedet, og som sådan ikke ta noen volumrisiko.

Hvordan kan et TWh-krav gjennomføres?

1. Fordele krav i TWh på leverandørene på forhånd

Ex ante fordeling av TWh-krav på leverandørene er neppe gunstig. Leverandørene blir sittende med en vanskelig håndterbar usikkerhet knyttet til leveransegrunnlaget: Når kunder flytter fra én leverandør til en annen, reduseres i realiteten den prosentvise kvoten for leverandøren som får økt markedsandel, mens kvoten for den andre leverandøren øker. På sett og vis kan altså sluttkundene "flytte seg vekk" fra kvoteplikten. Skal ordningen ikke virke konkurransevridende, må TWh-målet følge sluttkunden. I så fall må kvotene fordeles på hver enkelt sluttkunde ut fra et estimert forbruksnivå. Det er i så fall nærliggende å legge til grunn fjorårets forbruk eller et gjennomsnitt for f.eks. de siste tre årene i en slik kalkyle. Beregnede TWh-krav for hver kunde vil antagelig virke unødvendig komplisert, og gi mindre incentiv til energisparing.

2. Fordele underskytende TWh på slutten av året

Gjennom året kan leverandørene handle i forhold til estimert kvote. På slutten av året beregner man samlet måloppnåelse og legger eventuelt et høyere krav dersom den samlede kvoten ikke er fylt opp. Regningen må imidlertid sendes videre til sluttbrukerne som en etterskuddsbetaling. Det kan også skape uheldige reaksjoner fra kundene. I Norge har leverandørene ikke lov til å velte sertifikatkostnadene direkte over på sluttbrukerne, men må bake sertifikatkostnaden inn i leverandørmarginen. Et slikt etterskuddsoppgjør vil stride mot dette forbudet.

3. Etterskuddsvis kvoteplikt eller hyppigere oppgjør

For å unngå uheldige vridninger i form av sluttbrukere som skifter leverandør for å unngå kvoteplikt, kan man tenke seg hyppigere oppgjør, f.eks. hvert kvartal, der kvotekravet fastsettes etterskuddsvis. Leverandørene kan da få anledning til å handle seg i balanse i påfølgende kvartal hvis de har underdekning. Igjen er dette lettest å tenke seg dersom kvotekravet følger kunden, da dette gir lavest volumrisiko for sluttbrukerselskapet.

Lånemulighet ved knapphet

Låning er aktuelt for å beskytte leverandører og sluttbrukere mot kortsiktige knapphetssituasjoner der det ikke er mulig å skaffe sertifikater i markedet og straffeavgiften bli svært høy. Slike pristopper vil typisk inntreffe i år med lite vind og nedbør evt.

kombinert med svært høy etterspørsel som følge av lav temperatur og/eller høykonjunktur.

Det er allerede i dag en viss fleksibilitet i systemet som gjør kortsiktig låning mulig. Dette skyldes at fjorårets kvotekrav først gjøres opp i mars. Aktørene kan dermed låne sertifikater fra produksjonen i januar og februar til å gjøre opp dette kvotekravet.

En utvidelse av denne ordningen kan gjøres ved at myndighetene tillater at leverandørene kan gjøre opp for manglende kvoter i løpet av det påfølgende året. Dette innebærer at kvoter kan lånes et år fram i tid.

Faren med denne ordningen er at et eventuelt overskudd i markedet vil kunne rulleres fremover helt til 2035 og dermed fjerne troen på knapphet, noe som potensielt kan føre til priskollaps. For at lånemekanismen skal fungere i praksis må den antagelig kombineres med en straffeavgift og med nærmere regler for i hvilke situasjoner, hvor mye det er mulig å låne, og hvor lenge man kan låne sertifikater.

Myndighetsstyrt sentralbankfunksjon

Hensikten med et TWh-mål er å redusere usikkerheten om den etterspørselen som produsentene står overfor og å gjøre det unødvendig å gjennomføre tekniske justeringer i ettertid. Samtidig er det gode grunner, jf. diskusjonen over, til at leverandørene ikke blir gjort ansvarlig for justeringene. I prinsippet kunne man tenke seg en løpende (månedlig eller i hvert fall årlig) justering av kvotekurven. Så lenge kvotekravet er skrevet inn i loven, er imidlertid dette ikke mulig.

Alternativt til et fast TWh-mål kunne man tenke seg at myndighetene kjøper et antall sertifikater tilsvarende positive avvik, og at disse selges inn i markedet igjen ved negativ balanse eller etter teknisk justering i kontrollstasjoner. Ved negative avvik kunne myndighetene utstede ekstra sertifikater som kjøpes inn igjen etter teknisk justering.

I ytterste ytterlighet kunne en slik ordning også brukes til å justere for avvik fra normalårsproduksjon i anlegg under det nye målet. I underskuddsår kunne myndighetene i prinsippet trykke opp ekstra sertifikater tilsvarende det som mangler i markedet (men kun mangler som skyldes avvik fra prognoser eller normalproduksjon), for så å trekke dem inn igjen i henhold til en tilbakekjøpsplan som er kjent i markedet. En slik ordning ville være som en låneordning, med den forskjell at markedsaktørene ikke får låne, men at myndighetene låner på vegne av hele markedet. Med tilbakekjøpsplanen har myndighetene da kontroll på at det lånes fra faktisk fremtidig produksjon.

Det måtte naturligvis lages en "handlingsregel" for hvordan denne ageringen skulle foregå, og hvilke parametre en slik agering skulle ta hensyn til. Ordningen måtte ordnes slik at den ble nøytral og forutsigbar, og kun være knyttet til avvik og ikke til markedspris.

Det er imidlertid vanskelig å se for seg enkle stabiliseringsløsninger som ikke ville innebære økte administrasjonskostnader eller i det minste indirekte inngripen i markedsmekanismen.

Prisgulv

Et prisgulv er en garantert minstepris i markedet. Den kan settes for sertifikatmarkedet for seg eller for summen av sertifikat- og kraftpris. Et prisgulv vil bare være bindende når markedsprisen er lavere enn prisgulvet. Et prisgulv kan derfor sees på som en feed-in tariff med en oppside for investor. Dette medfører at vi får høyere og mer stabile priser. Prisgulvet fører imidlertid til at prissignalene ikke slår fullt ut gjennom i markedet og gir fare for overinvesteringer siden prisen holdes «kunstig» høy i perioder med stort overskudd av sertifikater eller svært høy investeringsrate. Dette kan videre medføre et samfunnsøkonomisk tap ved at for dyre og for mange prosjekter realiseres.

Forhold som taler til fordel for å innføre et prisgulv er først og fremst den korte tiden fram til målsettingen i sertifikatmarkedet skal være nådd. Det store overskuddet i markedet i dag kan føre til en kraftig oppbremsing i positive investeringsbeslutninger, noe som kan medføre lave investeringer i perioden fra 2015. Dersom investeringen bremser kraftig opp kan det være for liten tid til å realisere nye prosjekter når prisene igjen tar seg opp mot slutten av investeringsperioden. Et prisgulv kan også til en viss grad kompensere for lav transparens i markedet ved å sikre et visst inntektsgrunnlag for nye prosjekter.

Vi vil imidlertid påpeke at det finnes andre mekanismer som f.eks. hyppigere justeringer av det «tekniske overskuddet» som vil være bedre egnet til å motvirke prisvirkningene av et stort "teknisk" overskudd av sertifikater og gi riktigere prissignaler til markedet.

Pristak

Et pristak setter en maksimumspris i markedet. Som for et prisgulv kan det settes for sertifikatmarkedet for seg eller for summen av sertifikat- og kraftpris. Et pristak er bare bindende dersom markedsprisen ligger over pristaket. Et pristak kan derfor sees på som en feed-in tariff med en nedside for investor. Pristaket vil beskytte leverandører og sluttbrukere mot urimelig høye priser.

Dersom et pristak innføres før 2020 er det en fare for at målsettingen om å realisere 26,4 TWh ikke nås fordi prissignalene

ikke får slå igjennom i markedet og dermed fjerner troen på knapphetsprising.

Etter 2020 vil sertifikatmarkedet være et rent balansemarked som kan føre til svært høye priser i enkeltår. I denne perioden kan det derfor være et større behov for et pristak som kan beskytte forbrukerne i ekstremisituasjoner. Faren med å innføre et pristak i denne perioden er at dersom det settes for lavt kan det føre til redusert lønnsomhet for investorene. Vi ser også at et pristak kan være et alternativ til å tillate låning av sertifikater fordi det vil ha en tilsvarende prisutjevning virkning.

Det nåværende straffegebyret virker i og for seg som et variabelt pristak i markedet på kort sikt. Hvordan straffegebyret utvikler seg, kommer an på situasjonen som eventuelt fører til knapphet, og det er vanskelig å si helt generelt hvordan straffegebyret påvirker prisdannelsen. Ved gradvis stigende markedspriser vil markedsprisen etter hvert nærme seg straffeavgiften og det vil lønne seg å betale straffeavgift fremfor en enda høyere markedspris. Siden straffeavgiften er volumveid, er det imidlertid ikke nødvendigvis enkelt for aktørene å vite hva straffegebyret til enhver tid kommer til å bli.

Avsluttende merknader

Det er en utfordring for aktørene som skal investere nå, at de er avhengige av høyere priser og knapphet i "balansemarkedsperioden" som er så vanskelig å analysere. Hvis det i tillegg ikke blir mulig å sikre i hvert fall deler av inntjeningen, er det fare for at investeringsusikkerheten blir for stor og at investeringene stopper opp.

Usikkerheten henger sammen med at det er et stort overskudd i markedet, at det er usikkert hvor mye av overskuddet som skal fjernes gjennom tekniske justeringer og hvordan de tekniske justeringene vil bli utformet. Dermed er det også usikkert hvor lenge overskuddet vil vedvare og prisene være lave. I tillegg er det usikkerhet om investeringene i markedet og om det ligger an til overoppfyllelse. Som et minimum bør myndighetene i kontrollstasjonen komme opp med mer forutsigbare mekanismer for den tekniske justeringen av kvotekurven slik at det for det første blir klarere for markedet hva det skal teknisk justeres for, og for det andre blir større forutsigbarhet omkring gjennomføringen av de tekniske justeringene. Økt transparens omkring investeringene i markedet og hyppigere justeringer av kvotekurven vil antagelig også være en fordel for markedet.