

*Finn Roar Aune, Torstein Bye og
Petter Vegard Hansen*

Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked

Rapporter

I denne serien publiseres statistiske analyser, metode- og modellbeskrivelser fra de enkelte forsknings- og statistikkområder. Også resultater av ulike enkeltundersøkelser publiseres her, oftest med utfyllende kommentarer og analyser.

Reports

This series contains statistical analyses and method and model descriptions from the various research and statistics areas. Results of various single surveys are also published here, usually with supplementary comments and analyses.

© Statistisk sentralbyrå, september 2005
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-6828-1 Trykt versjon
ISBN 82-537-6830-3 Elektronisk versjon
ISSN 0806-2056

Emnegruppe
01.03.10 Energi

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Statistisk sentralbyrå/193

Standardtegn i tabeller	Symbols in tables	Symbol
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpig tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	,(,)

Sammendrag

Finn Roar Aune, Torstein Bye og Petter Vegard Hansen

Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked

Rapporter 2005/20 • Statistisk sentralbyrå 2005

I dette prosjektet studerer vi hvordan en mulig innføring av elsertifikater i et felles norsk/svensk kraftmarked vil fungere.

Elsertifikater i elektrisitetmarkedet innebærer at myndighetene bestemmer at en viss andel av elektrisitetsproduksjonen eller forbruket skal være fra elsertifikatberettigede teknologier. Hva som blir definert som elsertifikatberettigede teknologier må spesifiseres. For å få til et marked for slike teknologier tildeler myndighetene elsertifikater til produsenter med elsertifikatberettigede teknologier. Samtidig pålegges forbrukerne, eventuelt noen av forbrukerne, å kjøpe disse elsertifikatene i et visst forhold til den mengde elektrisitet som de kjøper.

Sverige innførte en elsertifikatordning i 2003. Dette markedet har således vært i virksomhet en periode, og viktige erfaringer er høstet. Økningen i investeringer i fornybar teknologi har vært liten, noe som til dels skyldes at det tar tid å få i gang prosjekter, men det har også vært påpekt at usikkerhet rundt selve elsertifikatordningen har hatt betydning. Foreløpig er det bare vedtatt at ordningen skal være frem til 2010. For noen teknologier kan dette være et for kort perspektiv. Det gjelder først og fremst teknologier med høye investeringskostnader og lave variable kostnader.

For tiden utredes innføring av en tilsvarende ordning i Norge. Det er uttrykt at det er ønskelig at dette blir som en del av et felles svensk-norsk marked. Poenget med dette er å få et større og mer effektivt marked for innføring av fornybare teknologier. Prinsipielle virkninger av å åpne opp et nasjonalt marked for elektrisitet og elsertifikater med handel mellom land er gitt i Bye et. al (2002) og Bye (2003). En teoretisk analyse av elsertifikater i flere land, der det er et samspill mellom elsertifikater og CO₂-avgifter, finnes i Amundsen og Mortensen (2001), se også Skytte og Jensen (2002). I en masteroppgave studerer Anfinnsen (2004) mulige virkninger av innføring av elsertifikater i kraftmarkedet i flere land.

Prosjektet er gjort innenfor rammen av en nordisk energimarkedsmodell, Normod-T. I denne modellen er Norge, Sverige, Danmark og Finland oppdelt i til sammen 14 regioner. Den regionale dimensjonen er viktig blant annet av følgende grunn: Det er ikke gitt at det vil det være mulig å bygge kraftverk selv om en teknologi er lønnsom i forhold til kraftprisen og prisen på elsertifikater. Dette skyldes at det kan være nødvendig med investeringer i overføringsnett for at den produserte kraften skal nå forbrukerne. Dette er en viktig beskrankning i vurderingen av potensialet for utbygging av fornybar energi. Nettbeskrankninger kan være vel så viktige som utbyggingskostnadene for den aktuelle teknologien når investeringsbeslutninger skal fattes.

Normod-T inkluderer en spesifikasjon av kostnader ved investeringer i alternative teknologier. På tilbudssiden for elsertifikatberettigede teknologier er et av utgangspunktene informasjon fra en rapport fra NVE (2004) og en studie av Energimyndigheten (2004) om elsertifikater. En må imidlertid ta høyde for i hvilken grad de spesifiserte teknologiene faktisk er mulig å implementere i markedet på mellomlang og lang sikt.

Innføring av klimagasskvoter og prising av disse, slår ut i kostnaden for forurensende teknologier, og påvirker introduksjonen av elsertifikatberettiget produksjon slik den er definert. Dette gjelder selv om elsertifikatprisen måtte være null. Betydelige mengder elsertifikatberettiget produksjon vil bli introdusert i markedet uavhengig av et elsertifikatmarked, mest i tilfellet med klimagasskvoter til høy pris. Dette følger også intuitivt av at kvoteprising vil bedre den relative lønnsomheten av ikke forurensende teknologier ytterligere. I et elsertifikatmarked vil disse også få bedret lønnsomhet gjennom elsertifikattildelingen.

Vi har sett på en situasjon hvor en ønsker en økning i omfanget av elsertifikatberettigede teknologier på 0,5 TWh per år i Norge over hele beregningsperioden 2006-2024 i forhold til det som kommer inn i en referansebane med 125 kroner/tonn CO₂ i kvotepris/avgift. Visse egenskaper ved forslaget til elsertifikatsystem, med 10 års levetid for elsertifikatene og en nedtrapping av ordningen fra 2015 til 2025, gjør at det vil være mest naturlig å fokusere på effektene fram mot 2015.

Prisen på elsertifikatene som vil oppstå i markedet, er forskjellig avhengig av om utgangspunktet er en situasjon med eller uten klimagasskvoter og priser på utslipp. Elsertifikatprisen vil være lavere jo høyere kvotepriser. Elsertifikatprisen i 2015 vil ligge i området 8-13 øre/kWh avhengig av kvoteprisene. I noen tilfeller vil denne lave elsertifikatprisen medføre at kjøperprisen på elektrisitet går ned ved innføringen av elsertifikatmarked. Hvis belastningen bare påføres noen forbrukergrupper, vil kjøperprisen for disse gå ned mens kjøperprisen for de andre gruppene vil kunne gå både opp og ned.

Velferdsberegninger, hvor virkningen for produsenter, konsumenter og offentlig sektor summeres, viser at Norge samlet vil tape på innføringen av en nordisk elsertifikatordning. Konsumentene vil tape noe samlet sett, men dette vil variere over perioden. De store taperne er de opprinnelige kraftprodusentene. De taper ved at økt tilgang på energi gjennom elsertifikatordningen (implisitt subsidie i markedet) gir fallende energipris. De store vinnerne er de forbrukerne som blir fritatt fra kjøpsplikten for elsertifikater da prisen på energi faller med økt tilbud. De elsertifikatberettigede produsentene vinner også noe, men siden grensekostnadene ikke stiger noe særlig i det aktuelle området, er gevinsten liten. Offentlig sektor vil verken tjene eller tape på el-avgift og moms, men vil gjennom inntektsskatt, grunnrenteskatt, naturressursskatt og direkte eierskap ta den største belastningen. Her vil tapet øke jevnt fra null til 4-6 milliarder kroner per år når vi nærmer oss slutten av elsertifikatperioden.

Prosjektstøtte: Takk til Olje- og Energidepartementet som initierte og finansierte prosjektet.

Innhold

1. Innledning.....	6
2. Prinsipielt om elsertifikater	8
2.1. Et elsertifikatmarked med en spesifisert andel elsertifikatberettiget produksjon	8
2.2. Et elsertifikatmarked med en gitt mengde elsertifikatberettiget produksjon	10
2.3. Et elsertifikatmarked med en backstop-teknologi eller internasjonal handel.....	10
2.4. En likevektsmodell for elektrisitet og elsertifikater.....	11
3. Grensekostnadskurver for elsertifikatberettigede teknologier	13
4. Levetid og varighet for elsertifikater.....	16
5. Simuleringer av et marked for kraft og elsertifikater.....	18
5.1. Referansebanene.....	19
5.2. Fri handel med elektrisitet over landegrensene.....	23
5.3. En felles norsk svensk elsertifikatordning	25
6. Velferdsvirkninger av elsertifikatordningen	27
6.1. Ingen elsertifikatberettigede teknologier i referansebanen.....	27
6.2. Elsertifikatberettigede teknologier også i referansebanen	28
6.3. Andre faktormarkeder	29
6.4. Myndighetene.....	29
6.5. Anslag på velferdsvirkninger og fordeling av disse	30
7. Noen konklusjoner	32
Referanser.....	34
Tidligere utgitt på emneområdet	35
De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter	36

1. Innledning

Elsertifikater i elektrisitetsmarkedet innebærer at myndighetene bestemmer at en viss andel av elektrisitetsproduksjonen eller forbruket skal være fra elsertifikatberettigede teknologier. Hva som blir definert som elsertifikatberettigede teknologier må spesifiseres. For å få til et marked for slike teknologier tildeler myndighetene elsertifikater til produsenter med elsertifikatberettigede teknologier. Samtidig pålegges forbrukerne, evt noen av forbrukerne, å kjøpe disse elsertifikatene i et visst forhold til den mengde elektrisitet som de kjøper.

Sverige innførte en elsertifikatordning i 2003. Dette markedet har således vært i virksomhet en periode, og viktige erfaringer er høstet. Økningen i investeringer i fornybar teknologi har vært liten, noe som til dels skyldes at det tar tid å få i gang prosjekter, men det har også vært påpekt at usikkerhet rundt selve elsertifikatordningen har hatt betydning. Foreløpig er det bare vedtatt at ordningen skal vare frem til 2010. For noen teknologier kan dette være et for kort perspektiv. Det gjelder først og fremst teknologier med høye investeringskostnader og lave variable kostnader.

For tiden utredes innføring av en tilsvarende ordning i Norge. Det er uttrykt at det er ønskelig at dette blir som en del av et felles svensk-norsk marked. Poenget med dette er å få et større og mer effektivt marked for innføring av fornybare teknologier. Prinsipielle virkninger av å åpne opp et nasjonalt marked for elektrisitet og elsertifikater med handel mellom land er gitt i Bye et. al (2002) og Bye (2003). En teoretisk analyse av elsertifikater i flere land, der det er et samspill mellom elsertifikater og CO₂-avgifter, finnes i Amundsen og Mortensen (2001), se også Skytte og Jensen (2002). I en masteroppgave studerer Anfinsen (2004) mulige virkninger av innføring av elsertifikater i kraftmarkedet i flere land.

I dette prosjektet vil vi studere hvordan innføringen av elsertifikater i et felles norsk/svensk kraftmarked vil fungere. Dette vil bli gjort innenfor rammen av den nordiske energimarkedsmodellen, Normod-T, med Norge, Sverige, Danmark og Finland oppdelt i til sammen 14 regioner. Den regionale dimensjonen er

viktig blant annet av følgende grunn: Det er ikke gitt at det vil det være mulig å bygge ut kraftverk selv om en teknologi er lønnsom i forhold til kraftprisen og prisen på elsertifikater. Dette skyldes at det kan være nødvendig med investeringer i overføringsnettet for at den produserte kraften skal nå forbrukerne. Dette er en viktig beskrankning i vurderingen av potensialet for utbygging av fornybar energi. Nettbeskrankninger kan være vel så viktige som utbyggingskostnadene for den aktuelle teknologien når investeringsbeslutninger skal fattes.

I modellen innføres elsertifikater ved at det spesifiseres et krav om at en viss andel av elektrisitetsproduksjon skal komme fra fornybare ressurser. Andelskravet vil da fungere som en skranke i modellen. Skyggeprisen på denne skranken kan avledes av prisen på elsertifikatene. Grensekostnaden for produksjon av fornybar energi i likevekt er lik elektrisitetsprisen (grensekostnaden for tradisjonell energi) pluss elsertifikatprisen. (målt som årlig neddiskontert verdi av samlede elsertifikater over kraftverkets levetid)

Vi kan nå gjøre ulike antakelser om handel med elektrisitet og elsertifikater. Et alternativ er å anta at det er et felles norsk-svensk marked for både elektrisitet og elsertifikater. Fri handel mellom land uten nettskranker betyr at elektrisitetsprisen og elsertifikatprisen blir lik i de to landene. Hvis grensekostnadskurvene for elsertifikatberettigede teknologier for de to landene er ulike, vil den elsertifikatberettigede produksjonsandelen for hvert av landene generelt være forskjellig. Dette skyldes at en gjennom et frikonkurransemarked vil bygge ut der det samlet sett er billigst. En vil altså generelt sett ikke oppnå gitte elsertifikatberettigede produksjonsandeler i hvert enkelt av landene, mens en samlet fornybar produksjonsandel kan oppnås. Med nettskranker mellom landene vil skyggeprisen på skranken kunne bli forskjellig, og dermed kan en i prinsippet oppnå bestemte andeler i hvert land.

Hvis hvert av landene har fastsatt en fornybar produksjonsandel som skal oppfylles må handelen med kraft og/eller elsertifikater begrenses på en eller annen

måte. Ved begrensning av handelen av elektrisitet mellom land vil en i teorien kunne ha landspesifikke eksogene andeler, men det er neppe aktuelt siden vi allerede har et integrert nordisk marked med betydelig transmisjonskapasitet. Begrensning i handel med elsertifikater er derimot mulig - i hvert fall i teorien. Da kan skyggeprisen på beskrankningen være forskjellig i de ulike landene.

Alternativt til å fastsette en landspesifikk produksjonsandel, kan man fastsette en landspesifikk forbruksandel. Det betyr at den virkning som en felles elsertifikatpris vil ha på kjøperprisen i det enkelte land vil være forskjellig, og gjenspeile de landspesifikke andelene som settes. Forbruksandelene vil da generelt være forskjellig fra produksjonsandelene. Den samlede forbruksandelen for de to landene vil være lik den samlede produksjonsandelen.

I denne studien vil vi belyse tilpasningen i markedet ved et sett av beregninger på en markedsmodell for kraftmarkedet. Siden det er stor usikkerhet omkring flere forhold som har stor betydning for kraftmarkedet, slik som for eksempel kvotepriser i markedet for klimagasskvoter, vil vi lage flere beregninger hvor denne usikkerheten fokuseres.

Analysene vil bli gjort med energimarkedsmodellen Normod-T. I denne modellen er det per i dag en spesifisering av de produksjonsteknologier som er operative i de nordiske landene. Modellen har også en spesifisering av kostnader ved investeringer i alternative teknologier framover. Modellen spesifiserer transmisjonsnett mellom regioner og land, og en etterspørselsside som beskriver et sett av forskjellige representative kundegrupper. På tilbudssiden for elsertifikatberettigede teknologier vil et av utgangspunktene være informasjon fra en rapport fra NVE (2004) om elsertifikater. En må imidlertid ta høyde for i hvilken grad de spesifiserte teknologiene faktisk er mulig å implementere i markedet på mellomlang og lang sikt. Avveining av mulighetsområdet er derfor viktig. Vi har gjort egne vurderinger av den informasjonen som samlet er tilgjengelig på dette området. Mye tyder på at det nødvendigvis ikke er bare kostnadsnivået for de elsertifikatberettigede teknologiene som er begrensningen i Norge, men også tregheter i konsesjonsbehandlingen og usikkerhet om godkjenning av de aktuelle prosjektene.

I Sverige er det gjort en tilsvarende studie av Energimyndigheten (2004) om potensialet for fornybar teknologi. Vi har tatt utgangspunkt i denne rapporten når det gjelder kostnader og potensialet for utbygging av fornybar kraft i Sverige, men også her har vi foretatt egne vurderinger av potensialene.

Fra olje- og energidepartementets side var det ønskelig å studere innføringen av elsertifikater i både et mellomlangsiktig og et langt perspektiv. Det tar tid å få på plass investeringer. Spesielt vil det ta tid å øke andelen med elsertifikatberettigede teknologier raskt. Dette betyr at det antakelig ikke vil være hensiktsmessig å studere effekten av innføringen av elsertifikater på svært kort sikt. I utgangspunktet har vi fokusert på et 10-15 år perspektiv - det vil si fram mot 2015-2020.

2. Prinsipielt om elsertifikater

En elsertifikatordning, eller en elsertifikatordning for teknologier basert på fornybare ressurser, er en ordning der man innfører støtte til produsenter som benytter fornybare teknologier gjennom å dele ut elsertifikater til disse. Samtidig lages et marked for slike elsertifikater ved å pålegge kjøpere av elektrisitet å kjøpe elsertifikatene, gjerne i et visst forhold til innkjøpt elektrisitet. Alternativt til en kjøpsplikt kan man innføre en produksjonsplikt. Det vil si at alle som produserer med elsertifikatberettigede teknologier får tildelt et elsertifikat. Videre må alle produsenter enten kjøpe et visst antall elsertifikater som står i et forhold til egen produksjon av energi basert på ikke elsertifikatberettigede teknologier eller selv produsere en andel med elsertifikatberettigede teknologi. De prinsipielle virkningene av elsertifikatordninger knyttet til kjøpsplikt og salgspunkt er ekvivalente, se Bye (2003), bortsett fra i tilfeller hvor man vil unngå at noen konsumenter skal bli rammet av kostnaden ved elsertifikater. I Norge ønsker man å innføre en kjøpsplikt.

Kjøpsplikten kan enten innføres som krav om en andel fornybare teknologier eller et visst volum av slike teknologier. I Sverige har man innført et krav om en andel. Da blir omfanget endogent. Det påstås at dette skaper usikkerhet for investorer. Derfor ønsker man i Norge å innføre krav om en nærmere bestemt mengde fornybar teknologi.

Effektene av innføringen av et elsertifikatmarked vil generelt være avhengig av hvordan grensekostnadene for økt kapasitet i energiforsyningen ser ut, og av hvordan responsen på prisendringer blant forbrukerne er, se Bye (2003) for en nærmere begrunnelse for dette. Det er vanlig å anta at det er stigende grensekostnader ved å utvide kapasiteten, enten fordi en må ta i bruk flere og flere fosser med mindre og mindre fossfall, eller det eksisterer arealbegrensinger som gjør at arealkostnadene ved plassering av for eksempel vindmølleanlegg øker, eller det kan være negative eksternaliteter knyttet til utbygging og disse øker med omfanget av utbygging (for eksempel areal, støy, utslipp til luft etc.). En kort redegjørelse for de prinsipielle effektene av et elsertifikatmarked der en

innfører krav om en viss andel fornybar teknologier under disse betingelsene er gitt i kapittel 2.1. I kapittel 2.2 vises tilsvarende når kravet er en viss mengde elsertifikatberettigede teknologier.

Det kan være grunner til å anta at grensekostnadene ved å øke produksjonskapasiteten ikke er stigende med volum. Eksempler på dette kan være at vi som et lite land handler med omverdenen. Siden omverdenen er stor i forhold til det innenlandske markedet, vil politikk i Norge ikke ha noen betydning for prisdannelsen i markedet. Hvis det er tendenser til stigende priser i Norge, så vil større volumer flyte inn i Norge og prisene utjevnes. Hvis prisene i Norge er lave vil volumer flyte ut av landet og prisene jevnes ut. Utlandet setter prisnivå. Et annet tilfelle kan være hvis man står overfor en såkalt backstop-teknologi. Det betyr at det finnes store mengder energi som kan bygges ut til konstante enhetskostnader. Gasskraft kan være et slikt eksempel. Det finnes store mengder gass og teknologien er gitt. Hvis prisen på gass er gitt vil man i prinsippet kunne bygge ut ubegrensede mengder med gasskraft. I praksis vil det antakelig også være stigende kostnader ved økt tilgang på gass også. Hvordan et elsertifikatmarked vil virke i denne situasjonen er diskutert i kapittel 2.3.

2.1. Et elsertifikatmarked med en spesifisert andel elsertifikatberettiget produksjon

Anta at myndighetene ønsker å introdusere en elsertifikatordning for elsertifikatberettigede teknologier. Anta i første omgang at dette er et rent nasjonalt tiltak. De som produserer elektrisitet med elsertifikatberettigede teknologier får tildelt elsertifikater. Kjøperen av elektrisitet blir pålagt å kjøpe disse elsertifikatene i et visst forhold til den mengden elektrisitet de kjøper. Denne andelen tilsvarende den elsertifikatberettigede andelen man ønsker for elektrisitetsproduksjon.

I likevekt vil kjøper stå overfor en pris som er lik prisen på elektrisitet, p , pluss en andel, α , av elsertifikatprisen p_c , (husk at forbrukeren må kjøpe ett elsertifikat per mengde kWh). Forbrukeren vil da tilpasse sitt forbruk i forhold til den totalprisen han står overfor og

i forhold til de muligheter han/hun har for å tilpasse forbruket. Dette kan formaliseres som at etterspørselen er en spesiell funksjon, f , av prisen. En minus andelen α av forbruket vil rettes mot produksjonen av ordinær energi som er en funksjon av hvor godt betalt man får for elektrisiteten, $(g(p))$. Vi får da at etterspørselen etter ordinær elektrisitet må være lik tilbudet av denne elektrisiteten

$$(1) \quad (1 - \alpha)f(p + \alpha p_c) = g(p)$$

Samtidig vil en andel α av forbruket rettes mot produksjonen av elektrisitet fra elsertifikatberettigede teknologier. Produksjonen av elsertifikatberettiget elektrisitet er en funksjon av prisen på elektrisitet, og den prisen man får for det elsertifikatet man får utdelt.

$$(2) \quad \alpha f(p + \alpha p_c) = h(p + p_c)$$

Av ligning (1) ser vi at for kjøperen av elektrisitet vil pålegg om kjøp av et elsertifikat for hver $1/\alpha$ av elektrisitetsforbruket tilsvare et opplegg hvor kjøperen blir ilagt en avgift. Avgiften er her αp_c . Av ligning (2) ser vi at tildelingen av et elsertifikat til produsenter som benytter fornybar teknologi i produksjonen av elektrisitet, tilsvare å gi denne produsenten et subsidie. En elsertifikatordning er dermed en kombinasjon av en "avgift" og et "subsidie". Forskjellen til et vanlig avgifts- og subsidieopplegg er at i dette tilfelle vil "avgiften" og "subsidiene" være internalisert i markedet. Det offentlige har ingen annen rolle enn å tildele elsertifikater til produsenter som benytter fornybar teknologi, resten er opp til markedet.

Hva skjer med elektrisitetsprisen, p , elsertifikatprisen, p_c , og kjøperprisen på elektrisitet, $p + \alpha p_c$, når man innfører en elsertifikatordning? Den formelle utledningen av resultatet er vist i Bye (2003). Hovedresultatene er

- Prisen på elektrisitet, p , vil gå ned. Dette skyldes at det er stigende grensekostnader forbundet med å øke produksjonen av elektrisitet. Siden fornybar elektrisitetsproduksjon blir "tvunget" inn i markedet vil dette ta en andel av ordinær elektrisitetsproduksjon. Det bli produsert mindre med ordinære teknologier. Da vil en bevege seg nedover grensekostnadskurven.
- Prisen på elsertifikater, p_c , vil øke når andelen øker. Det er stigende grensekostnader ved å produsere, også fra elsertifikatberettigede teknologier. Når produksjonen fra slike teknologier økes, må prisen øke for at det skal bli lønnsomt med ny utbygging.
- Prisen til forbruker, $p + \alpha p_c$, vil kunne gå både opp og ned siden elektrisitetsprisen, p , går ned og elsertifikatprisen, p_c , går opp. Fortegnet vil være avhengig av fleksibiliteten i både etterspørselen og tilbudet når prisen endres. I Bye (2003) er det

gjennomført beregninger for et lukket norsk marked. Det vises at ved andeler for de elsertifikatberettigede teknologiene på under 25 prosent vil kjøperprisen gå ned ved innføringen av elsertifikatordningen. Dette betyr at det er eksisterende produsenter som betaler for hele ordningen.

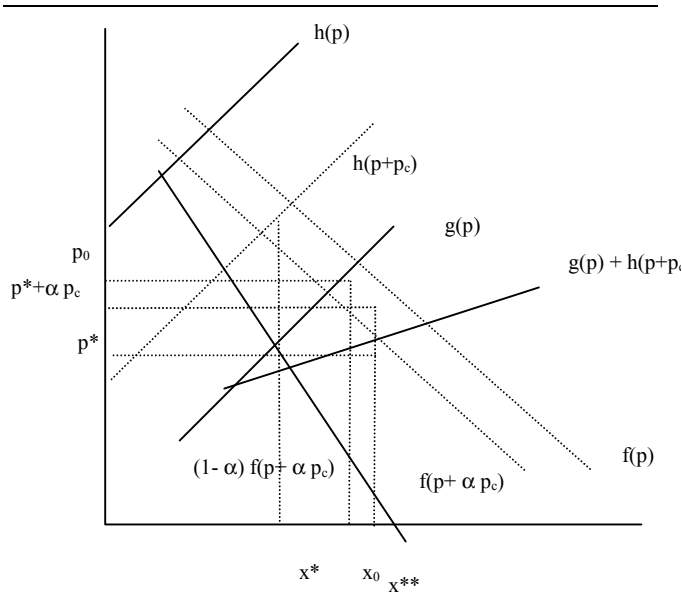
- I et åpent internasjonalt marked der for eksempel Norge kan se på elektrisitetsprisen som gitt, vil all ny tilførsel av elektrisitet bli absorbert av det større internasjonale markedet uten at prisen påvirkes. Da vil prisen på elektrisitet forbli konstant, elsertifikatprisen øke og kjøperprisen øke. Forbruket i Norge vil da gå ned.
- Hvis alle samhandelsland innfører en felles elsertifikatordning, vil det større internasjonale området kunne sees på som et lukket område. I dette tilfelle vil de opprinnelige resultatene med fallende elektrisitetspriser igjen gjelde.

Mekanismen ved innføring av elsertifikatordninger i et marked med stigende grensekostnader for både ordinære og elsertifikatberettigede teknologier og med fallende etterspørsel i prisene kan illustreres grafisk, se figur 2.1. Den opprinnelig etterspørselskurven uten innføring av elsertifikatordninger er illustrert ved $f(p)$, mens den opprinnelige tilbudskurven er $g(p)$. De elsertifikatberettigede teknologiene $h(p)$ ligger langt ut til høyre på denne tilbudskurven, de er for dyre til at markedet på eget grunnlag introduserer disse. Markedet klareres med pris p_0 og produksjon, x_0 .

La oss først se på hva som skjer med etterspørselen når vi pålegger forbrukerne å kjøpe elsertifikater. Dette er akkurat som å innføre en skatt på forbruket, det skifter innover til $f(p + \alpha p)$. Dette er nå etterspørselen rettet mot den samlede elektrisitetsproduksjonen. Den delen av etterspørselen som rettes mot den ordinære elektrisitetsproduksjonen vis i forhold til totaletterspørselen siden den er prosentuell, dvs. $(1 - \alpha)f(p + \alpha p)$.

La oss så se på tilbudskurven. Den ordinære tilbudskurven $g(p)$ er det tidligere totale tilbudet til venstre for det tidligere likevektspunktet siden det bare var ordinære teknologier initialt. De elsertifikatberettigede teknologiene sto overfor en elektrisitetspris p , altså $h(p)$. De får nå et "subsidie" gjennom elsertifikatordningen slik at tilbudet blir $h(p + p_c)$. Denne delen av tilbudskurven skifter nedover. Den må skifte så mye nedover at den elsertifikatberettigede andelen faktisk oppnås. Dette skjer per definisjon siden det er innført en kjøpsplikt som vil presse elsertifikatprisen så mye opp at det faktisk blir lønnsomt å produsere den gitte andelen. Tilsvarende øker subsidiene. Den nye totale tilbudskurven blir dermed $g(p) + h(p + p_c)$.

Figur 2.1. En prinsippskisse av et elsertifikatmarked med prosentandel



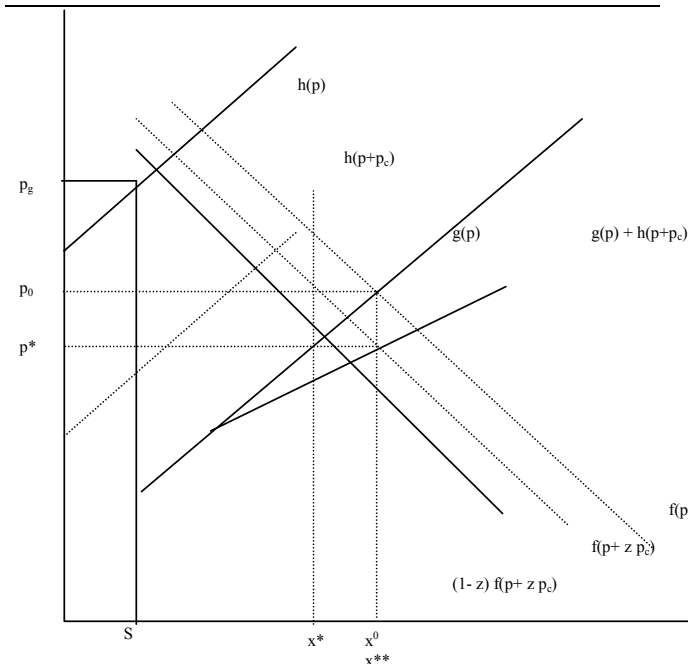
I det nye likevektspunktet er prisen p^* og produksjonen x^{**} . I dette tilfelle blir omsatt mengde større og kjøperpris mindre enn før innføring av elsertifikatordningen for fornybare teknologier. Dette er konsistent med det generelle resultatet i Bye (2003). Vi ser også at svaret vil være avhengig av helningen på henholdsvis etterspørselskurven og de to tilbudskurvene. I Bye (2003) er det simulert et marked der elastisitetene varieres både på etterspørsels- og tilbudssiden. Resultatet omtalt ovenfor er rimelig robust mot et stort utvalg av elastisiteter.

2.2. Et elsertifikatmarked med en gitt mengde elsertifikatberettiget produksjon

Nå ser det ut til at man i Norge vil velge en løsning uten en viss andel elsertifikatberettigede teknologier, men at det skal være en bestemt mengde. Begrunnelsen for dette er at det gir bedre informasjon til utbyggerne om hvilke volummål man sikter mot. Siden etterspørselen er elastisk, vil volumet i tilfellet med andeler som mål bli endogen. Et volummål kan tilsvarende framstilles som i figur 2.2. Vi ser at dette vil være ekvivalent med et prosentmål, der prosenten er endogen.

Siden mengden av elsertifikatberettigede teknologier S er gitt, vil også prisen på elsertifikatberettigede teknologier være gitt gjennom grensekostnadskurven. Andelen derimot, er nå endogen. I motsetning til i tilfellet med en eksogen andel og en endogen mengde, vil nå etterspørselskurven som retter seg mot "svart" energi bare parallellforskyves innover - ikke vris. Dette betyr imidlertid ingenting for likevektspunktet. Det er full konsistens mellom en andel z , som i dette tilfelle er endogen, og et volum som er gitt på forhånd. Alternativt kunne en oppgi den prosentvise andelen z og bestemt S , som er like x^{**} minus x^* , i markedet.

Figur 2.2. En prinsippskisse av et elsertifikatmarked med gitt volum elsertifikatberettiget produksjon



Rent praktisk vil det være vanskelig å implementere et volummål i et fritt elektrisitetsmarked. Siden etterspørselen til enhver tid er bestemt av markedet, vil elsertifikatprisens vekt i kjøperprisene variere med markedsforholdene. Dette kan ordnes ved at volummålet er tentativt, og at en i den praktiske innføringen av systemet benytter en andel.

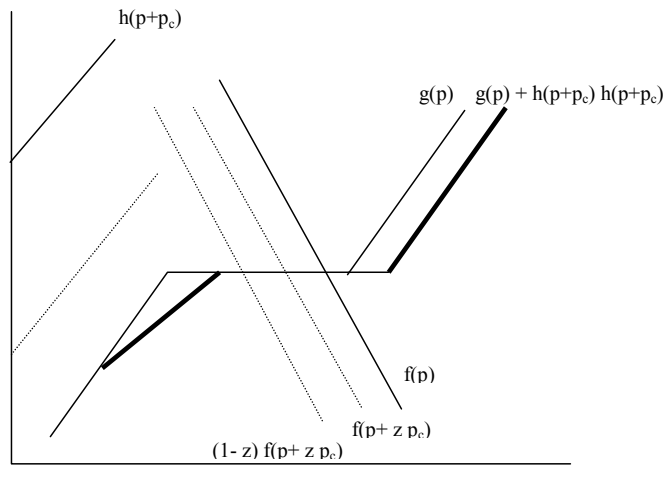
2.3. Et elsertifikatmarked med en backstop-teknologi eller internasjonal handel

Det kan som nevnt være grunner til å anta at grensekostnadene ved å øke produksjonskapasiteten ikke er stigende med volum. Eksempler på dette kan være at siden omverdenen er stor i forhold til det innenlandske markedet, vil politikk i Norge ikke ha noen betydning for prisdannelsen. I snever forstand kan Norge ses på som prisfast kvantumstilpasser. Hvis det er tendenser til stigende priser i Norge, vil en større mengde kraft flyte inn i Norge og prisene utjevnes. Hvis prisene i Norge er lave, vil kraft flyte ut av landet, og prisene jevnes ut. Utlandet setter prisnivå.

Et annet tilfelle kan være hvis man står overfor en såkalt backstop-teknologi. Det betyr at det finnes store mengder energi som kan bygges ut til konstante enhetskostnader. Gasskraft kan være et slikt eksempel.

I begge tilfeller vil grensekostnadskurven være flat eller upåvirket av omfanget av ny kapasitet, se figur 2.3. Her vil ny tilførsel av produksjonskapasitet gjennom elsertifikatordningen ikke ekskludere noe av den eksisterende kapasiteten som er tilgjengelig for den innenlandske etterspørselen, og heller ikke påvirke prisen i det åpne internasjonale markedet.

Figur 2.3. En prinsippskisse av et elsertifikatmar



Innføring av en elsertifikatordning vil da gi økte elsertifikatpriser, siden det er stigende grensekostnader ved økt produksjon fra elsertifikatberettigede teknologier. Selgerprisen for elektrisitet vil ikke påvirkes siden vi ser av figur 2.3 at skiftet i etterspørselsfunksjonen er på den vannrette delen av tilbudskurven. Produksjonen ved ordinære teknologier innenlands vil bli opprettholdt. I dette tilfelle vil kjøperprisen for elektrisitet innenlands øke, og dermed vil omsatt volum gå ned. Denne nedgangen blir i sin helhet motsvart av økt eksport/mindre import, avhengig av om vi er i en import- eller eksportsituasjon i utgangspunktet.

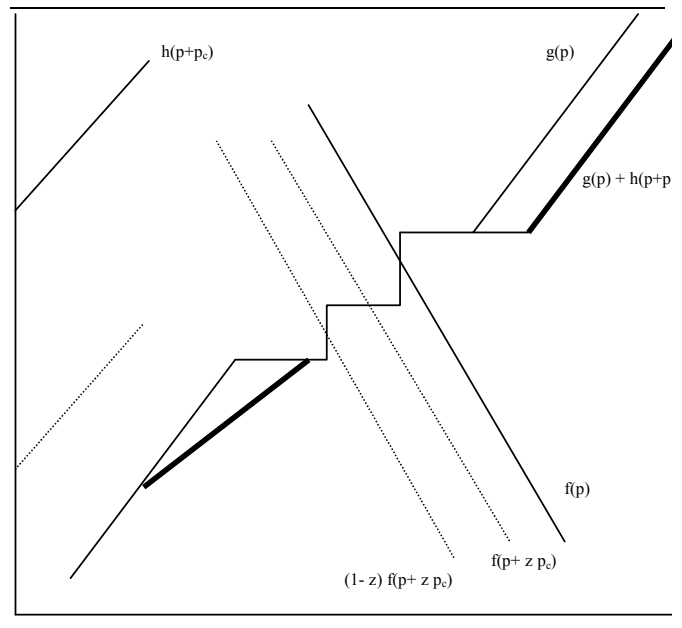
Selv om man kan se på Norge som et land der prisen må tas for gitt i et åpent handelsmarked, så kan det tenkes at man også i utlandet står overfor stigende grensekostnader ved utbygging av ny kapasitet. Innføring av en samordnet elsertifikatordning i alle land vil da kunne gi tilnærmet like resultater som beskrevet i kapittel 2.1 og kapittel 2.2.

Det finnes store mengder gass, teknologien er gitt, og prisen på gass er "gitt". Her kan det imidlertid også være stigende grensekostnader hvis en inkluderer miljøkostnadene. Det kan være stigende marginale miljøkostnader, for eksempel gjennom forsuring eller gjennom klimaendringer. Dette kan gi sprangvise faste kostnader. Da vil tilbudskurven kunne se ut som vist i figur 2.4.

Sprangvise faste kostnader kan oppstå som følge av transmisjonsskanker i kraftmarkedet. Dermed vil det oppstå delmarkeder der kapasiteten er gitt, og andre delmarkeder der en kan ha både stigende og faste marginalkostnader.

Her ser vi at effekten dels kan være et ekstremt prisutslag eller ikke noe utslag på kraftprisen ved innføring av elsertifikater. i et konkret tilfelle vil dermed effektene måtte beregnes i en mest mulig detaljert simuleringsmodell for markedet.

Figur 2.4. En prinsippskisse av et elsertifikatmarked med sprangvise faste kostnader



2.4. En likevektsmodell for elektrisitet og elsertifikater¹

Normod-T er en likevektsmodell for det nordiske kraftmarkedet. For hvert av landene Norge, Sverige, Danmark og Finland inneholder modellen en beskrivelse av etterspørsels- og tilbudsforhold. Etterspørselen består av 5 forbrukersektorer i hvert land.² På tilbuds-siden finnes det en rekke kraftproduksjonsteknologier.

Modellen er delt inn i 14 regioner, herav 8 regioner i Norge, 3 regioner i Sverige, 2 regioner i Danmark, mens Finland er bare en region, se figur 2.5. Dermed er det totalt 60 forbrukergrupper i modellen.

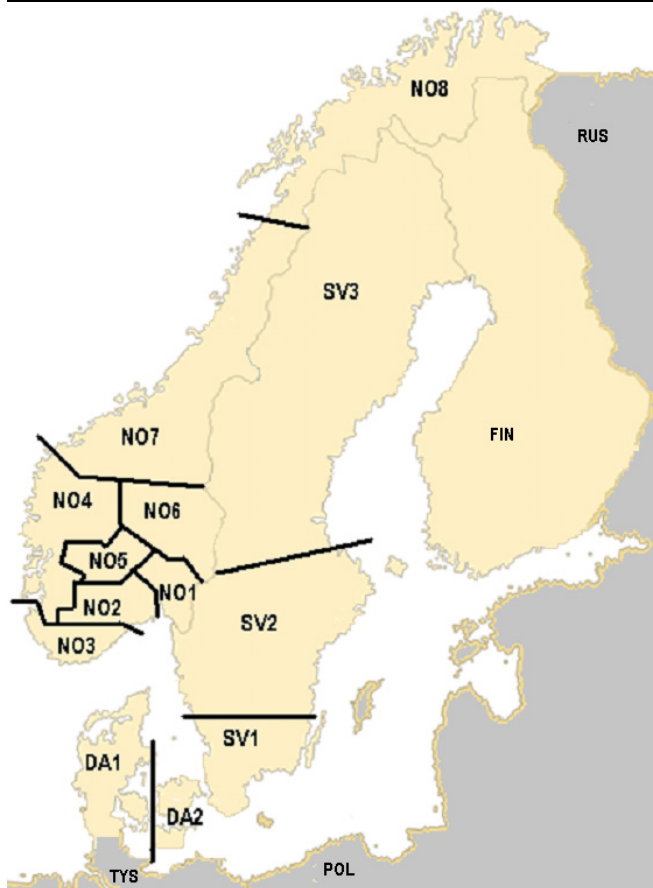
Året er delt i tre sesonger: Vinter, sommer og høst/vinter med noe ulik varighet. Sommersesongen er lengst, mens høst/vintersesongen er av kortest varighet. Hver sesong er delt i fire lastavsnitt, dvs. modellen har 12 perioder. De tre lastperiodene lavlast, mellomlast og høylast er av like lang varighet, og utgjør i overkant av 90 prosent av tiden i en sesong. Topplastperioden varer i underkant av 10 prosent av tiden i en sesong.

I Normod-T er det nordiske kraftmarkedet beskrevet som et frikonkurransemarked. Det vil si at kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen, gitt en rekke fysiske og institusjonelle skranker.

¹ Dette kapitlet bygger på Aune (2003).

² Kraftkrevende industri, treforedling, annen industri, tjenesteyting (inkl. kraftsektoren) og husholdninger.

Figur 2.5. Regionene i Nordmod-T



Forskjeller i kraftprisen mellom land vil i modellen være lik null så lenge overføringskapasiteten mellom landene ikke er fullt utnyttet. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet, vil det være en prisforskjell som representerer en skyggepris eller kapasitetsavgift på den aktuelle nettforbindelsen.

Alle de nordiske landene har betydelige overføringslinjer til land utenfor Norden (Russland, Tyskland, Nederland, og Polen). Kapasitetene på utenlandsforbindelsene er representert i modellen. Kraftprisene i landene utenfor Norden gis eksogent av modellbruker, siden disse landene ikke er med i modellen med tilbuds- og etterspørselsfunksjoner. Utnyttelsen av kablene bestemmes endogent ut fra lønnsomhetsvurdering.

Tilbudet av kraft består av produksjon fra eksisterende verk og eventuelt nye kraftanlegg. I modellen vil produksjonskostnadene i varmekraftverk avhenge av brenselpriser og andre variable kostnader. For vannkraft er det i modellen beskrevet en rekke fysiske begrensninger for driften av systemet. I tillegg er den samlede vanntilgangen over året begrenset.

De variable kostnadene i termiske kraftverk består av brenselkostnader og andre driftsavhengige kostnader. Andre driftsavhengige variable kostnader består av vareinnsats og vedlikeholds- og reparasjonskostnader. I tillegg har vi innført startkostnader som en del av de

driftsavhengige kostnadene. Startkostnader er kostnader knyttet til oppstartning av verk som ikke drives døgkontinuerlig. Oppfyring etc. er en fast kostnad knyttet til start, men vi fordeler denne kostnaden på det tidsrom verket drives når det først er startet. Det medfører at denne kostnaden er forskjellig avhengig av hvor mye verket er i drift. Drives verket som grunnlastverk påløper det ikke startkostnader.

I modellen er en rekke produksjonsteknologier klassifisert som kraftvarmeverk. Sammenlignet med andre termiske verk har disse en konkurransefordel ved at spillvarmen kan selges. Prisen de oppnår for varmen er i modellen sesong- og lastavhengig. Kraftvarme-produksjon er viktig i Danmark og Finland. Også i Sverige er det betydelig kraftvarmeproduksjon. Kraftvarmeproduksjonen vil være begrenset av etterspørselen etter varme og eksistensen av fjernvarmenett. For å ta hensyn til dette har vi innført begrensninger i samlet produksjon i kraftvarmeteknologier i hvert land.

For olje og kull antas det vel fungerende verdensmarkeder. Dette innebærer at all ønsket etterspørsel fra nordiske kraftverk kan tilfredstilles til konstante verdensmarkedspriser pluss et tillegg for nasjonal håndtering av brenselet, inklusive eventuelle skatter. Tilgangen av naturgass er derimot begrenset av rørkapasiteter. Videre er det antatt å eksistere nasjonale restriksjoner i tilgangen på ved og torv. For disse brenslene vil høye transportkostnader virke prohibitivt for handel mellom land.

I Nordmod-T vil utvidelse av produksjonskapasiteten finne sted når kraftprisene over året sett under ett er høye nok til å dekke totalkostnadene ved en slik investering. Utvidelser av nettkapasiteten mellom land inntreffer når summen av skyggeprisene på kapasiteten på vedkommende forbindelse i sum over året overstiger årskostnaden for nye linjer. Alternativt kan utvidelser av kapasitetene bestemmes eksogent av modellbruker. Depresieringsrater på eksisterende kapitalutstyr bestemmes også av modellbruker.

For hver periode vil likevekt mellom etterspørsel og tilbud bestemme en engrospris på elektrisk kraft. I hver tidsperiode vil denne kraftprisen være lik for alle sektorer i samme land. Eventuell prisdiskriminering kan tas hensyn til gjennom innføring av prisavviks-koeffisienter.

Ut fra tilgjengelige data er det etablert varighetskurver for hver enkelt sektors etterspørsel etter kraft som bestemmer fordelingen på sesonger og lastperioder. Elastisitetene er høyest om vinteren, i mellom- og høylastperiodene og i tjenesteytende sektorer og husholdningene. Endres årsetterspørselen for elektrisk kraft, fordeles endringen på de ulike lastperioder og sektorer ut fra prisendringene de ulike sektorer får og de forutsatte priselastisiteter.

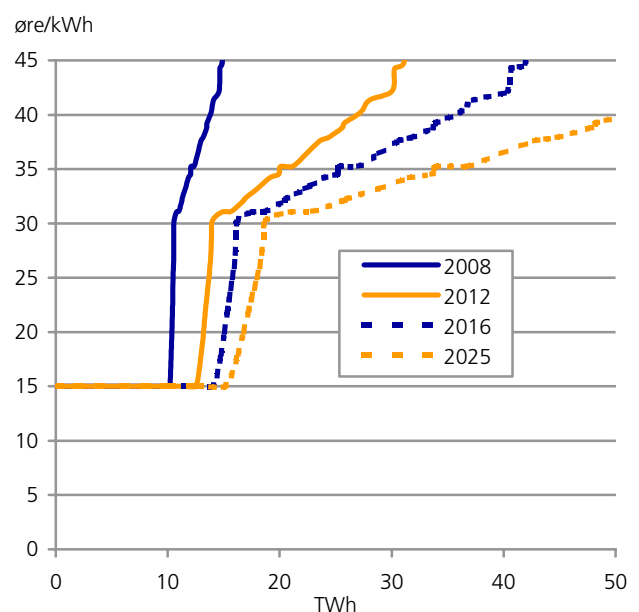
3. Grensekostnadskurver for elsertifikatberettigede teknologier

I høringsnotatet fra OED "Om utkast til lov om pliktige elsertifikater" (2004) er det i første rekke fire hovedklasser av teknologier som skal gi elsertifikater; Vannkraft, vindkraft, gjenvinning av energi fra industrien og kraft fra biobrensel. I det svenske markedet er også kraft fra torv klassifisert som biobrensel og elsertifikatberettiget, Energimyndigheten (2004). Vi implementerer en regional grensekostnadskurve for hver teknologi for hver av de 8 regionene i Norge, og for 3 regioner i Sverige. De aggregerte grensekostnadskurvene som inkluderer alle teknologiene for begge land er vist i figur 3.1 og 3.2.

I grensekostnadskurvene for det svenske markedet er anslaget over potensialet for de ulike teknologiene som er realiserbart rimelig sikkert, mens kostnadsnivået for de ulike teknologiene er mer usikkert enn for tilsvarende norske grensekostnadskurvene. Informasjonen om det svenske potensialet er hentet fra Energimyndigheten (2004).

Sverige har allerede innført et elsertifikatmarked. Produksjonskapasitet som i dag gir rett til elsertifikater er gitt i analysen. Siden variable driftkostnader er klart lavere enn dagens kraftpris, vil kraftverkene være i drift og utgjøre en del av det som vil gi elsertifikater framover. Økningen i tilbudet av elsertifikatberettiget produksjon i Sverige er bestemt ut fra kostnadsantydninger som Energimyndigheten (2004) gir for de ulike teknologiene, og deres antagelser om prisutviklingen framover. Et unntak er tilbud av elektrisitet fra industrielt mottrykk. Dette er i analysen gitt, siden det allerede er planlagt utbygd. Det gis litt høyere anslag for kostnadene ved vindkraft i Sverige enn i Norge på grunn av at de naturgitte vindforhold tilsier mindre primær energitilførsel. Kostnadene for vannkraft er rapportert i grove kostnadsklasser. Vi har lagt den norske fordelingen av kostnadsklasser til grunn innenfor det potensialet som anslås som økonomisk mulig av Energimyndigheten (2004).

Figur 3.1. Grensekostnadskurver for elsertifikatberettiget teknologier i Sverige i 2008, 2012, 2016 og 2025



Kilde: Energimyndigheten (2004) og Statistisk sentralbyrå.

Figur 3.1 skisserer potensialene på fire forskjellige tidspunkter. Den slakeste kurven, som har det største potensialet, gjelder i 2025. På kort sikt gjelder den bratteste som gir potensialet på 3 års sikt. Dette er sterkt begrenset i forhold til potensialet i 2025, siden det tar tid å planlegge, konsesjonsbehandle og bygge ut. Etter som tiden går kan mer og mer av det teoretiske potensialet realiseres.

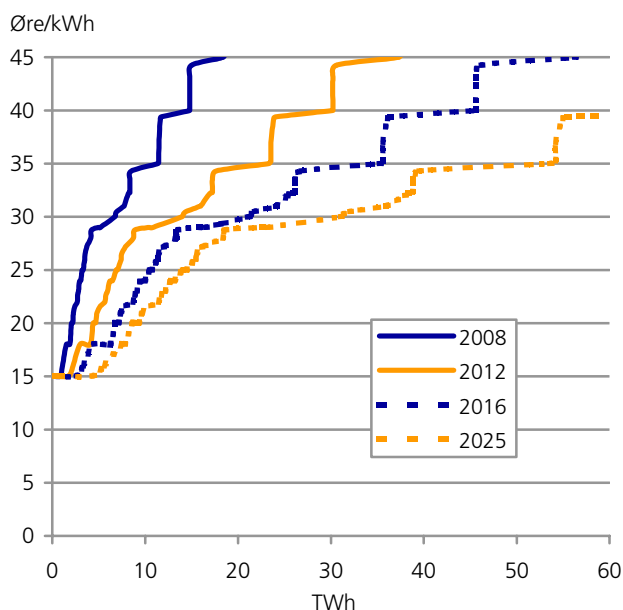
NVE (2004a) har studert potensialet til de ulike fornybare teknologiene i Norge. Vannkraft skiller seg ut som den teknologien som er rimeligst. Potensialet er stort for Norge, både for de prosjektene som ligger under samlet plan, men også for potensialet for små kraftverk beskrevet i NVE (2004b). I basisversjonen av den modellen som nyttes i vår analyse, Normod-T, er prosjektene under Samlet plan allerede inkludert. Vi har trukket ut Samlet plan II og prosjekter som er foreslått vernet i den nye verneplanen avklart 1. februar 2005. Prosjekter utenom samlet plan er

beskrevet i NVE (2004b). Fram til 2025 har vi videre antatt at NVEs samlede potensial ikke kan realiseres. Disse prosjektene har vi fordelt på ulike regioner i Norge ut fra NVE (2004c), som viser det samlede for ulike regioner i Norge. Vi disaggregerer den samlede grensekostnadskurven slik at andelen prosjekter for høye og lave kostnadsklasser er jevnt fordelt over alle regioner.

Det er ikke gitt at prosjekter med de laveste utbyggingskostnadene blir først utbygd. Det kan skyldes andre faktorer som konsesjonsbehandling eller at grunneier ikke ønsker å bygge ut. I tillegg kan det være nettbeskränkninger som gjør at utbyggingen ikke blir realisert. Det er derfor meget stor usikkerhet i hvilken grad prosjekter blir realisert. Et annet viktig moment er at den foreslåtte elsertifikatorordningen legger opp til at elsertifikatberettigede teknologier skal få elsertifikater i 10 år. Siden levetiden er forskjellig for ulike teknologier, vil den realisererte grensekostnadskurven være endogen avhengig av elsertifikatpris - se nærmere om dette i kapittel 4.

Figur 3.2 viser grensekostnadskurver for elsertifikatberettiget teknologier i Norge hvor Samlet plan ikke er inkludert. Nedenfor beskrives hvordan de ulike grensekostnadskurvene er satt sammen. Det er gjort en del skjønnmessige vurderinger av hva som er det realistiske potensialet for utbygging av ny fornybar teknologi. Videre studier av dette er viktig for å få et mer nøyaktig bilde av det realiserbare potensialet.

Figur 3.2. Grensekostnadskurver for elsertifikatberettiget teknologier i Norge i 2008, 2012, 2016 og 2025



Kilde: NVE (2004a), NVE (2004b) og Statistisk sentralbyrå.

Potensialet for vindkraft i Norge er stort, men konsesjonsbehandling og lokal motstand begrenser mulighetene. Dessuten vil potensialet kunne begrenses kraftig av at mye av det teoretiske potensialet ligger langt fra markedet (Finnmark). Eksisterende transmisjonskapasitet, og kostnaden ved ny slik kapasitet, vil da begrense markedspotensialet sterkt. Mye vannkraft er billigere enn vindkraft, men av figuren ser vi at ved en pris på omlag 30 øre/kWh vil store investeringer kunne utløses i vindkraft. Hvis kravene til andel av elsertifikater, eller kravet til omfang av elsertifikatberettigede teknologier settes tilstrekkelig høyt, vil vindkraft, som den marginale teknologien, definere nivået på elsertifikatprisen.

Kostnaden ved vannkraft vil kunne antyde en bunn for hva prisen på elsertifikater kan være. Det eksisterer imidlertid ingen studier som sier noe om hva som er et rimelig potensial for små vannkraftverk. Vi har derfor antatt, på begrenset grunnlag, at halvparten av potensialet ikke er realiserbart. Denne begrensningen er gjort jevnt over alle kostnadsklasser. Videre studier innenfor dette området er viktig for å få bedre anslag på realiserbarhetene i det anslåtte potensialet.

NVE (2004b) viser at potensialet for biobrensel er minimalt i Norge. I Sverige er det anslåtte potensialet for biobrensel "stort". Årsaken til den store forskjellen mellom Norge og Sverige, er at den samlede virkningsgraden vil være relativt liten i Norge, siden man har liten mulighet til produksjon hvor en kan nyttiggjøre seg av fjernvarme. Sverige har bedre utbygd infrastruktur for slik anvendelse av spillvarme fra kraftproduksjon enn Norge.

Normod-T gir utbygging i de områdene som har de samfunnsøkonomisk laveste utbyggingskostnadene, dvs. at den tar hensyn til eventuelle nettbeskränkninger i hovednettet. Dette gjør at det ikke bare er grensekostnaden for de ulike teknologiene som bestemmer hvilke kraftverk og teknologier som bygges ut, men grensekostnadene for den samlede tilgangen til systemet gitt den endogene etterspørselsutviklingen fordelt på regioner. Dette er en viktig realisme som er bygd inn i analysen.

Forventet kraftpris er i utgangspunktet endogen, noe som gjør grensekostnadskurven for elsertifikatberettigede teknologier endogen. Siden ulike teknologier har ulik nedskrivningstid, kan dette få konsekvenser for hva slags teknologi som ut fra en nåverdivurdering er den billigste å bygge ut. Vi vil i første omgang anta at grensekostnadskurvene er eksogene, og anta at de billigste teknologiene vil bygges ut først. Nyten ved å ha en grensekostnadskurve for hver teknologi gjør at vi kan teste robustheten av dette resultatet ved å anta at inntekten fra elsertifikatene har ulik effekt på investeringsbeslutningen avhengig av nedskrivningstid. Dette implementeres ved å legge inn parametere for

hvor stor andel av nåverdiinntekten som kommer fra elsertifikatene.

Figur 3.2 viser potensialene for Norge under ulike tidsperspektiver. I 2008 kan anslagsvis 7-8 TWh realiseres til en kostnad på 30 øre/kWh - i 2025 har potensialet vokst til 30 TWh til samme kostnad.

En kan ikke på en enkel måte sammenligne grensekostnadskurven i figur 3.1 og 3.2 direkte med den genererte prisen i analysen nedenfor. Det er flere grunner til dette:

- Grensekostnadskurvene i figur 3.1 og 3.2 er aggregerte kurver. Utbyggingen skjer i ulike områder og det vil være ulik grad av kraftflyt mellom disse regionene avhengig av de nett-beskrankninger som gjelder i lastperiodene.
- På kort og mellomlang sikt er det bare deler av det beskrevne potensialet som kan realiseres i det planlegging, konsesjonsbehandling og teknisk gjennomføring tar tid. Dette er forsøkt illustrert ved de lavere kurvene i 3.1 og 3.2.
- Elsertifikatsystemet legger opp til at elsertifikatene skal gjelde for 10 år. Betydningen av dette vil være ulik for de ulike teknologiene som er beskrevet i figur 3.1 og 3.2. For eksempel kan en billigere teknologi, med lang levetid og dermed relativt lite bidrag fra elsertifikatmarkedet, bli bygget ut senere enn en teknologi med kort levetid og relativt stort bidrag fra elsertifikatmarkedet. Grensekostnadskurven er dermed endogen og avhengig av utviklingen i elsertifikatmarkedet.
- Elektrisitet etterspørres i lastperioder. Produksjonen fra de ulike teknologiene kan være ulik i de ulike lastperiodene. Prisen vil generelt variere mellom lastperioder. En dyrere teknologi som produserer mye i en lastperiode med høy pris vil kunne bli bygget ut før en billigere teknologi som i større grad produserer i lavlastperioder med lave priser.

4. Levetid og varighet for elsertifikater

Investeringsbeslutningen er en nåverdivurdering av investeringskostnader, løpende driftskostnader og løpende inntekt. Investeringskostnader fordeles på produksjon og levetid for anleggene. Rangering av anleggene etter kostnader gir oss en grensekostnads-kurve for kraftutbygging, som sier til hvilke enhets-kostnader det kan bygges og med hvilke volumer. Fremtidig inntekt er avhengig av forventet pris på elektrisitet, forventet pris på elsertifikatene, renteforut-setninger og avskrivningstid. Normalt vil en i nåverdi-beregninger kunne regne på samme levetid for inn-tekter og utgifter. I henhold til forslaget om elsertifi-kater i Norge vil det være avvik mellom levetid for anlegget og levetid for elsertifikatene. Dette gjør at nåverdivurderingen blir noe mer komplisert.

Vi har for våre grensekostnadskurver brukt 7 prosent diskonteringsrente, og 20 år nedskrivning for vindkraft, 30 år for bioanlegg og 40 års for vannkraft. I deler av datagrunnlaget er beregningene gjort med 8 prosent diskonterings rente, og 30 år nedskrivningstid for vannkraft i Sverige. Vi har gjort en skjønnsmessig justering av disse beregningene slik at grunnlaget er tilnærmet likt for begge land og alle teknologier.

Ved investeringsbeslutningen antas at den prisen på elektrisitet som produsenten står overfor på et frem-tidig tidspunkt vil være høyere eller lik prisen på investeringstidspunktet. I tilfellet uten elsertifikat-ordninger betyr dette at investering i kapasitet skjer når prisen overstiger den beregnede totale enhetskost-naden for anlegget. Beslutningsregelen blir nå: Invester når

$$(5.1) \sum_{t=0}^n (p_t x_t - d_t) / (1+r)^t \geq K_0$$

der p_t er prisen på tidspunkt t , x_t er produksjonen, d_t de årlige driftskostnader, r er renten og K_0 den initiale investeringen. Hvis vi for enkelthets skyld forutsetter

konstante priser, konstante driftskostnader og konstant produksjon i alle år og utnytter Taylors regel får vi³

$$(5.2) (px - d) \frac{1 - (1/(1+r))^n}{1 - 1/(1+r)} \geq K_0$$

Det vil si at netto nåverdien av kraftsalg (inntekter minus driftskostnader) over hele produksjonsperioden skal overstige investeringskostnadene. Prisen må nå overstige summen av de løpende enhetsdriftskostnadene og enhetskapitalkostnadene, korrigert for at nåverdien av prisen blir mindre over tid.

$$(5.3) p \geq \left[\frac{1 - 1/(1+r)}{1 - (1/(1+r))^n} K_0 + d \right] / x$$

overstige summen av enhetskapitalkostnadene, korrigert for at verdien av prisen blir mindre over tid, og de løpende enhetsdriftskostnadene.

Den enkleste formen for elsertifikatopplegg er at en tildeler elsertifikater i forhold til produksjonen i hele levetiden til det elsertifikatberettigede energiteknologianlegget. Verdien av elsertifikatene inngår sammen med elektrisitetsprisen på vanlig måte i en nåverdivurdering omkring lønnsomheten av anlegget. Det vil si at når summen av prisen på elektrisitet og prisen for elsertifikatet overstiger den beregnede totale enhetskostnaden vil investering i fornybar teknologi finne sted.

I de forslag til elsertifikatordninger som legges fram er det foreslått at elsertifikatene skal benyttes for å stimulere nye teknologier i en innledningsfase. Etter

³ Formelen for endelige rekke hvor c er konstant er:

$$\sum_{t=0}^m ck^n = c \frac{1 - k^{n+1}}{1 - k}, k \neq 1$$

hvert som teknologiene blir modne og er tatt i bruk, skal gamle elsertifikatberettigede teknologier miste elsertifikatene. Det betyr at støtten gjennom elsertifikater kan være mindre enn ved en ordning med levetidselsertifikater. For eksempel vil en levetid på elsertifikatene på 10 år for vindmøller som har en levetid på 20 år medføre at elsertifikatprisen vil måtte være høyere for at investering skal finne sted enn i tilfellet med levetidsvarighet på elsertifikatene.

Dette kompliserer nåverdibetraktningen nevnt ovenfor. Vi antar at prisen i første periode, m , der de elsertifikatberettigede teknologiene får betalt både for energien og for elsertifikatet er $p+p_c$. I siste periode $n-m$, får de bare for energien da elsertifikatene er utløpt. Prisen blir da i siste periode p . Hvis vi nå forutsetter konstante priser, konstante driftskostnader og konstant produksjon i alle år får vi investeringsbeslutningen

(5.4)

$$\sum_{t=0}^m (p + p_c)x/(1+r)^t + \sum_{t=m}^n px/(1+r)^t - \sum_{t=0}^n d/(1+r)^t \geq K_0$$

etter litt regning får vi da

$$(5.5) (px - d) \frac{1 - (1/(1+r))^n}{1 - 1/(1+r)} + p_c x \left[\frac{1 - (1/(1+r))^m}{1 - 1/(1+r)} \right] \geq K_0$$

det vil si at nettoverdien av elektrisitet (inntekter minus driftskostnader) over hele produksjonsperioden og verdien av elsertifikatene over levetiden for elsertifikatene skal overstige investeringskostnadene. Prisen på energi må nå overstige summen av de initiale enhetskapitalkostnadene korrigert med den samlede nåverdien av elsertifikatene og enhetsdriftskostnadene:

$$(5.6) p \geq \left\{ \left[K_0 - \frac{1 - 1/(1+r)^m}{1 - 1/(1+r)} p_c x \right] \frac{1 - 1/(1+r)}{1 - 1/(1+r)^n} + d \right\} / x$$

5. Simuleringer av et marked for kraft og elsertifikater

Ved beregning av virkninger av en elsertifikatordning må en etablere et scenarie uten slike ordninger som en kan sammenligne med. Det er flere usikkerhetsfaktorer ved etablering av slike scenarier. De vanligste man tenker på er usikkerhet omkring den økonomiske utviklingen og dermed omkring drivkreftene for etterspørselssiden i elektrisitetsmarkedet. Hvis en sammenligner de anslag som har vært gjort over økonomisk vekst framover i ulike langtidsprogrammer og perspektivmeldinger vil en se at anslagene for den overordnede makroøkonomiske veksten ikke varierer mye på mellomlang sikt. Forsiktlige anslag for veksten i BNP per capita for fastlands-Norge ligger i området 1,7 til 1,8 prosent vekst per år. På 10 års sikt betyr dette at det kan være en forskjell i den akkumulerte veksten på om lag 1 prosent. Dette ligger godt innenfor usikkerhetsintervallet i denne typen analyser. På lenger sikt, for eksempel over 50 år blir forskjellen om lag 6 prosent. Grunnen til at de økonomiske vekstanslagene ikke varierer mer er at den langsiktige veksten er drevet av tilgangen på primære innsatsfaktorer, i første rekke arbeidskraft, og den teknologiske utviklingen som over tid er antatt å være rimelig stabil.

Sammensetningen av energiforbruket på sektorer er svært forskjellig, og en framskriving av veksten på sektorer kan være mer forskjellig enn forskjellen i BNP for fastlands-Norge kan tilsi. Dette skyldes hovedsakelig tre forhold: i) Anslagene over utviklingen i norsk petroleumssektor kan variere en god del. Dette betyr at de finansielle rammene for norsk økonomi kan bli forskjellig. Dette legger litt ulikt grunnlag for utviklingen i offentlig sektor og i de omstillinger som må til for at den langsiktige fordringsbalansen overfor utlandet skal sikres. ii) Grovt sett kan en si at forbruksmulighetene for privat sektor bestemmes av totalt tilbud av kraft fratrukket den del som offentlig sektor legger beslag på. Siden offentlig sektor bruker energi på en annen måte og i mindre grad enn privat sektor, vil offentlig skatte- og utgiftspolitikke påvirke sektorsammensetning og energibruk. iii) Endelig vil internasjonal utvikling og internasjonale konkurranseforhold avgjøre sektorsammensetningen og dermed også omfanget av energibruken. På tross av at disse forholdene generelt er av stor betydning for utvik-

lingen i energibruken, så varierer ikke dette spesielt mye i de makroøkonomiske beregninger som er foretatt de siste årene.

Et forhold når det gjelder sammensetningen av næringsstrukturen i Norge er helt essensielt for de analyser som gjøres i denne rapporten: Den energitunge industrien har kraftkontrakter, med til dels svært lave elektrisitetspriser, som opphører i beregningsperioden fram til 2015. I Bye og Larsson (2003) har en forsøkt å analysere i hvilken grad denne industrien vil overleve markedsbestemte kraftpriser. I denne analysen så en også på hvordan et kvotemarked for klimagassutslipp kan ramme kostnadene og dermed lønnsomhet og overlevelsessevne for denne næringen framover. Bye og Larsson (2003) viste at store deler av denne industrien kan forsvinne ved en slik utvikling, med de konsekvenser det vil ha for både etterspørsels- og tilgangssiden på elektrisitetsmarkedet. Mindre etterspørsel fra denne industrien kan i perioder dekke etterspørselsøkningen fra andre sektorer, holde prisene på elektrisitet i markedet nede, og dermed gjøre det mindre lønnsomt med ny utbygging - enten av ordinær energi eller av elektrisitet basert på fornybar energi. I denne rapporten har vi valgt å se bort fra dette, siden dette også er gjort i de makroøkonomiske beregningene som legges til grunn. Dette tilsier at vi antakelig overvurderer stigningen i elektrisitetsprisen framover, overvurderer introduksjonen av ordinære teknologier i referansebanen og overdriver etterspørselssiden. Dette betyr på den ene siden at det kreves mindre elsertifikatberettigede teknologier for å oppfylle en bestemt andel enn vi legger til grunn i denne rapporten. På den annen side antyder en at målet heller vil være et volummål enn et andelsmål. Det betyr at andelen fornybar undervurderes av oss. Siden kraftprisen vil være lavere i et slikt scenario, og at grensekostnaden for elsertifikatberettigede teknologier ikke vil endres, så undervurderes elsertifikatprisen som må til for å realisere det gitte volumet.

Et annet viktig forhold er konsekvensene av at både EU og Norge innfører kvotemarkeder for klimagassutslipp innenfor beregningsperioden. En høy kvotepris tilsier at forurensende teknologier blir "skattlagt", at kraft-

prisen blir høyere og at lønnsomheten for elsertifikatberettigede teknologier allerede i referansebanen blir bedre. Dette vil delvis motvirkes av at høyere kraftpris reduserer etterspørselen. En høy kvotepris vil dermed gi mindre elektrisitetsetterspørsel enn en lav kvotepris. Likevel vil kraftprisen bli høyere med høy kvotepris enn i tilfellet med lav kvotepris. Den nødvendige elsertifikatprisen som skal til for å realisere en viss mengde elsertifikatberettigede teknologier vil dermed bli lavere. Kraftprisen kan dessuten bli så høy at en betydelig del av det elsertifikatberettigede potensialet realiseres uten en elsertifikatordning. Ulike analyser antyder ulike prisnivåer på klimagasskvoter. Anslagene varierer med Russland sin rolle i et slikt kvotemarked, se for eksempel Holtsmark m.fl. (2003). Denne formen for usikkerhet har vi forsøkt å forholde oss til i denne studien ved at vi har tre ulike alternativer for framtidig kvotepris innenfor vår beregningshorisont - en "lav", en "høy" kvotepris og et alternativ med ingen (null) kvotepris. Vi har ikke inkludert de effekter dette vil ha indirekte på den energitunge industrien i Norge, se for eksempel Bye og Larsson (2003).

Endelig er det stor usikkerhet knyttet til utviklingen i det nordeuropeiske kraftmarkedet. Dette kommer vi tilbake til nedenfor.

5.1. Referansebanene⁴

I en rekke tidligere kraftmarkedsanalyser er landversjonen av Normod-T og SSB langsiktige makroøkonomiske modell MSG-6 brukt i samspill, se for eksempel Aune (2003). I denne analysen er den makroøkonomiske utviklingen eksogent anslått. Industriens vekst per år er anslått til i underkant av 1 prosent, mens privat konsum og tjenesteyting er antatt å vokse med i underkant av 2 prosent per år.

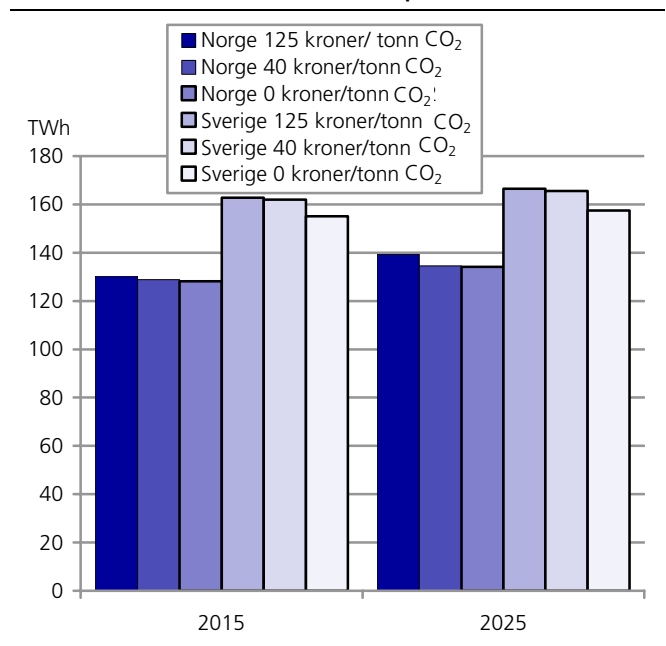
For utviklingen i kraftmarkedet frem til 2010 er den foreliggende referansebanen i stor grad basert på referansebanen som ble utarbeidet i beregningene til Statnetts Nettutviklingsplan, jf. Aune, Johnsen og Sagen (2001). For perioden 2010-2027 har vi laget egne anslag. Utgangspunktet for kraftproduksjonskapasitetene i Norden er forutsatt å være som i Nordel (2000). Vi har laget tre alternative beregninger der kvoteprisen for CO₂ varierer. I et alternativ er det ingen kvotepris, i et alternativ er kvoteprisen 40 kroner/tonn CO₂ fra og med 2010, og i et tredje er kvoteprisen 40 kroner/tonn CO₂ i 2010, 80 kroner i 2011 og 125 kroner i 2012 og resten av beregningsperioden. Prisene i analysen er realpriser med basis år 2004.

Modellen som benyttes til analysen er spesifisert for de nordiske landene, unntatt Island. De nordiske landene er imidlertid en del av et større nordeuropeisk marked. Pristastsettelsen i det nordeuropeiske markedet spiller inn i pristastsettingen i det nordiske markedet. Det

betyr at grensekostnader for utbygging på lang sikt og etterspørselsforhold i for eksempel Tyskland har betydning for produksjons- og etterspørselsforhold i de nordiske landene. Dette håndteres utenfor modellen. To forhold er her viktige. For det første vil kostnadsforhold kunne tilsi at en teknologi kan bygges ut i et land uten at samme teknologi bygges ut i et annet land. For eksempel vil det isolert sett være slik at gasskraft på Vestlandet i Norge vil være billigere enn gasskraft i for eksempel Tyskland hvis gassen kommer fra den samme kilden i Nordsjøen, da transportkostnadene er høyere til Tyskland enn til vestsiden av Norge. På den annen side kan gass til Tyskland komme fra andre kilder enn gass til Vestlandet. Dette kan i noen grad kompensere for transportforskjellene. Man kan i dag ikke snakke om et felles gassmarked i Europa med felles pris for all gass.

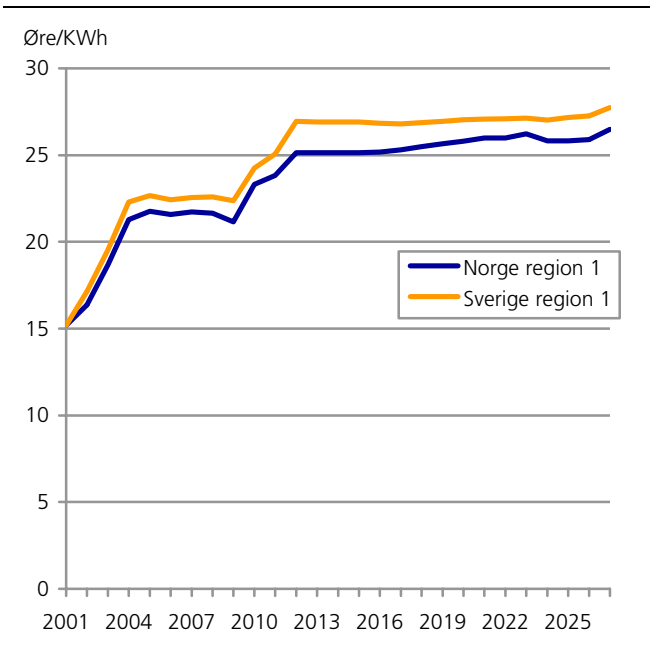
For det andre kan det være slik at ulike gasskraftteknologier kan velges avhengig av hva slags type marked man snakker om. På vestsiden av Norge vil det være aktuelt med gasskraftverk. Tyskland, eller for den saks skyld Danmark og Sverige, kan i større grad basere seg på kraftvarmekraftverk. Dette gir en høyere total utnyttelse av gassen gjennom en kombinert kraft- og varmeutnyttelse. Dekningsbidraget, eller den prisen som forlanges fra kraften i et slikt verk for å tilfredsstille lønnsomhet, kan dermed være lavere enn i et rent gasskraftverk. Per i dag eksisterer for eksempel kraftvarmekraftverk i Europa, og det bygges nye, mens de prisene som er i elektrisitetmarkedet er for lave til å gi lønnsomhet for et tradisjonelt gasskraftverk på Vestlandet. I vår studie har vi justert prisnivået i Europa slik at det gjenspeiler den økningen i gasspriser som vi har lagt til grunn i studien (om lag 100 øre/Sm³, se nedenfor).

Figur 5.1. Produksjon av kraft i Norge og Sverige, TWh, 2015 og 2025. Tre alternativer for kvotepriser

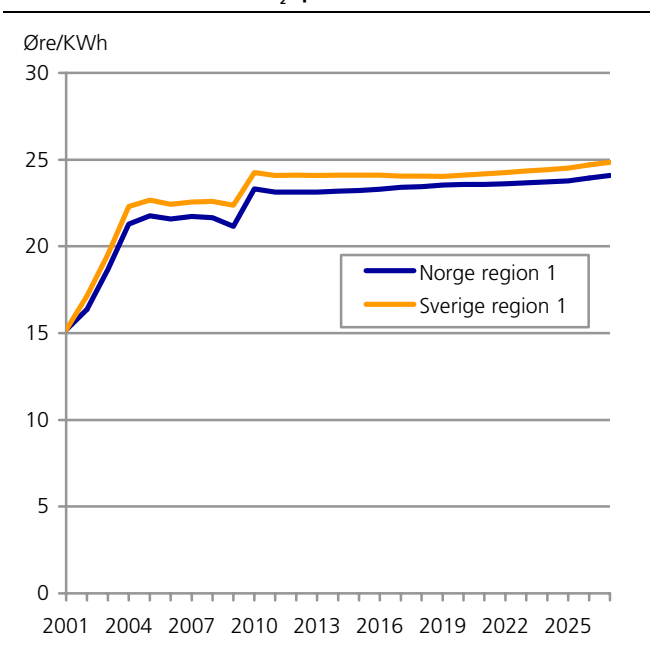


⁴ Referansebanen bygger på Aune (2003)

Figur 5.2. Engrospris elektrisitet, øre/kWh. 2001-2027. Kvotepris på 40 kroner/tonn CO₂ i 2010, 80 kroner/ tonn CO₂ i 2011 og 125 kroner/tonn CO₂ i perioden 2012-2027



Figur 5.3. Engrospris elektrisitet, øre/kWh. 2001-2027. Kvotepris på 40 kroner/tonn CO₂ i perioden 2010-2017



Dagens nivå på kraftproduksjon i Norge og Sverige er henholdsvis om lag 120 TWh og 145 TWh per år. Fram mot 2015 øker dette i beregningene til 128-130 TWh i Norge og 155-163 TWh i Sverige avhengig av hvilket kvoteprisalternativ vi ser på. Høye kvotepriser gir høyere kraftproduksjon i Norge og Sverige. Dette skyldes at disse to markedene er integrert med andre nordiske lands markeder, hvor kraftproduksjonen i mye større grad er basert på fossilt basert termisk produksjon. I 2025 varierer kraftproduksjonen mellom 134-139 TWh for Norges del og 155-167 TWh for

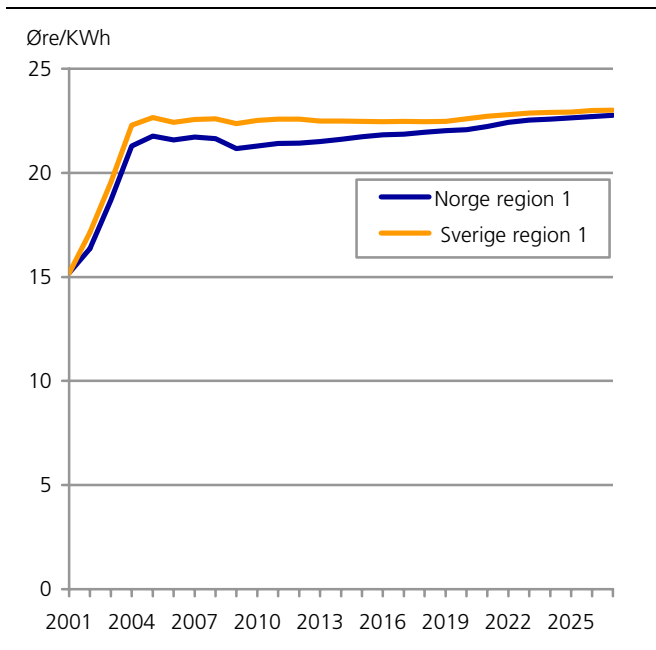
Sverige. I alternativet med høy kvotepris er begge disse to landene netto eksportører av kraft, mens i tilfellet uten slike kvotepriser er Norge om lag i balanse og Sverige netto importør.

I alternativet med en gradvis økning i kvoteprisen antar vi som nevnt at kvoteprisen i et internasjonalt marked blir 40 kroner i 2010, 80 kroner i 2011 og 125 kroner /tonn CO₂ i 2012 og deretter holdes på dette nivået. I dette alternativet stiger kraftprisen etter hvert som markedet strammes til, og eksisterende kapasitet utnyttes fullt ut fram til om lag 2007. En ny stigning inntreffer når kvoteprisen setter inn, og det blir dyrere å produsere med forurensende teknologier. Siden det på dette tidspunkt er gasskraft i form av kombinert kraft- og varmeproduksjon i resten av Norden og Europa som setter prisen, vil prisen være om lag konstant i resten av perioden. Prisen er noe høyere i region 1 i Sverige (se figur 2.5) enn i resten av regionene i Norden, representert ved region 1 i Norge (andre regioner har tilnærmet like priser som region 1 i Norge). Årsaken til at region 1 i Sverige ligger noe høyere er at det i perioder er betydelige nettskranker inn mot denne regionen. Det blir altså en skyggepris på denne skranken som slår ut i gjennomsnittsprisen over alle perioder i modellen. Denne skyggeprisen er imidlertid for liten til at det vil være lønnsomt med ny kabelutbygging. Kraftprisen i 2015 og 2027 er om lag 26,5 øre/kWh i alle regioner utenom region 1 i Sverige hvor den er vel 1 øre/kWh høyere.

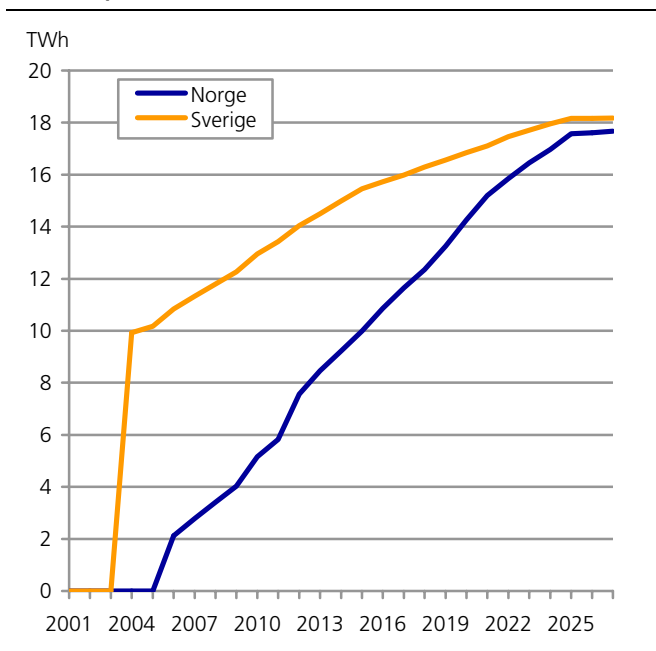
I det andre alternativet holdes kvoteprisen på 40 kroner fra 2010 og resten av hele beregningsperioden. Da stiger prisen med kapasitetutnyttelsen i første del av perioden, og deretter stiger den igjen med økende grensekostnaden for ny utbygging fram til 2011, hvor ny varmekraft basert på gass igjen setter prisen. Dette betyr at kvoteprisen beskranker ny utbygging i denne perioden mot tidligere bare for utnyttelsen av eksisterende kapasitet. I dette tilfellet er kraftprisen om lag 2 øre/kWh lavere enn i 2015 i tilfellet med den høyere kvoteprisen over. Kraftprisen her er om lag 24,5 øre/kWh. En nedgang i kvoteprisen i 2015 på 85 kroner/tonn CO₂ skulle tilsi en nedgang i kraftprisen alene på nesten 3 øre/kWh. At nedgangen blir bare om lag 2 øre/kWh skyldes at når prisen blir lavere på grunn av lavere produksjonskostnader, så blir etterspørselen større og transmisjonskrankene effektive oftere enn i tilfelle med lavere etterspørsel. Skyggeprisen av disse skrankene motvirker deler av prisnedgangen.

I det tredje alternativet har vi ikke kvotepris på CO₂. Da øker prisen i takt med utnyttelsen av eksisterende kapasitet i første del av perioden, og deretter er det en mindre økning i takt med grensekostnadene for ny kraft, som i dette området for utbygging er rimelig flate.

Figur 5.4. Engrospris elektrisitet, øre/kWh. 2001-2027. Ingen kvotepris for CO₂

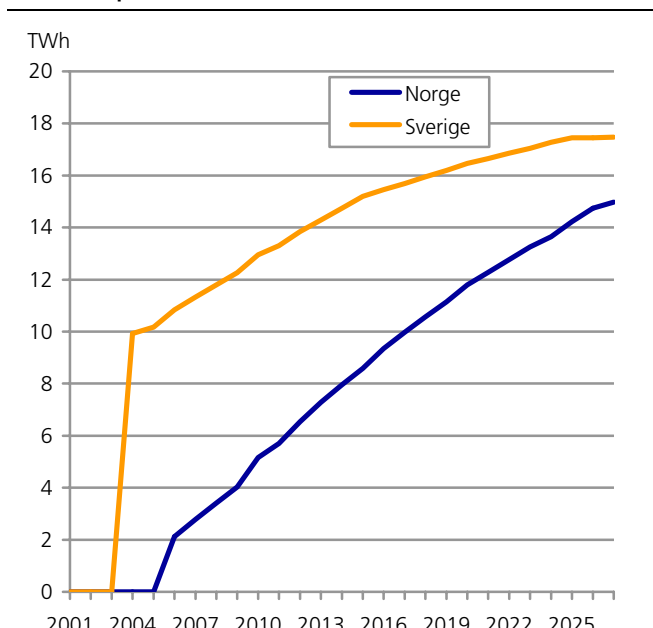


Figur 5.5. Tilbud sertifikatberettiget kraftproduksjon, uavhengig av sertifikatordning, TWh. Kvotepris 40 kroner/tonn CO₂ i 2010, 80 kroner/tonn CO₂ i 2011 og 125 kroner/tonn CO₂ i perioden 2012-2027



Nå blir prisen om lag 23,5 øre/kWh på lang sikt. Dette er om lag 3,5-4 øre/kWh høyere enn anslaget i for eksempel NOU (1998). I våre beregningene benyttes en gasspris på om lag 100 øre/Sm³, noe som er om lag 35 øre/Sm³ høyere enn i NOU (1998). Dette skyldes den kraftige prisøkningen som har vært på råolje og gass de siste årene. Denne prisforskjellen skal for et tradisjonelt gasskraftverk tilsi en økning i totalkostnaden på om lag 5 øre/kWh. Grunnen til at prisøkningen her likevel ikke blir mer enn 70 prosent av

Figur 5.6. Tilbud sertifikatberettiget kraftproduksjon, uavhengig av sertifikatordning, TWh. Kvotepris på 40 kroner/tonn CO₂ i perioden 2010-2027



dette, er at den teknologien som definerer utbyggingskostnaden i våre siste beregninger er kombinerte kraftvarmeverk som er den marginale kraftteknologien. Kraftvarmeverk basert på gass har en prisfordel ved at de også kan avsette varme.

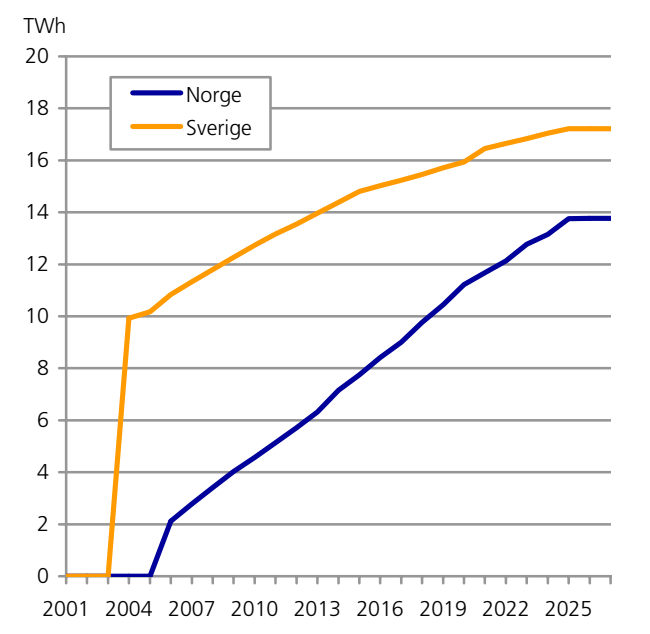
Råoljeprisen og gassprisen følger hverandre nært på lang sikt. En råoljepris på om lag 25 \$/fat er forenlig med en gasspris på om lag 100 øre/Sm³. Den siste tiden har råoljeprisen vært det doble av dette. Isolert sett tilsier dette at vi heller ligger for lavt i gasskostnader på kort sikt. Dette har imidlertid ingen betydning for beregningene våre siden gasskraft uansett ikke kommer inn som lønnsomme prosjekter. På lengre sikt kan en råoljepris lavere enn 25\$/fat tilsi at vi kan ha undervurdert innslaget av gasskraft, men de fleste anslag i hvert fall på mellom lang sikt tilsier at en gasspris på minst 100 øre/Sm³ kan være et rimelig anslag.

I alternativet med den høyeste kvoteprisen, vil de økte kraftprisene bidra til at teknologier som vil være elsertifikatberettigede i et elsertifikatsystem også blir realisert i et rimelig stort omfang uten en elsertifikatordning. I dagens situasjon er det allerede realisert et omfang på nesten 10 TWh av elsertifikat-berettigede teknologier i Sverige. Mesteparten av dette er kraft fra biobrensel. Etter hvert som prisene stiger med kapasitetsutnyttningen i eksisterende system, vil det være lønnsomhet i en del av de elsertifikatberettigede teknologiene både i Norge og Sverige, først og fremst i form av mindre vannkraftverk. I 2015 vil det totale omfanget være 25 TWh fordelt med henholdsvis 15 og 10 på Sverige og Norge, mens det i 2025 vil være nesten 36 TWh, og med omlag like store mengder på hvert land i. Dette gjenspeiler at det største potensialet

framover både for vind- og vannkraft er i Norge. 25 TWh i 2015 utgjør en andel elsertifikatberettiget av den totale norske og svenske kraftproduksjonen på 8,5 prosent. Andelen i hvert av landene er henholdsvis 7,5 prosent i Norge og 9,5 prosent i Sverige.

I tilfellet med en lavere kvotepris og dermed en lavere kraftpris vil lønnsomheten ved de elsertifikatberettigede teknologiene gå ned. I dette tilfellet realiseres henholdsvis 8 og 15 TWh i Norge og Sverige i 2015. Nedgangen i pris på 2 øre/kWh vil altså medføre en nedgang i det elsertifikatberettigede tilbudet for begge landene samlet på bare 2 og 4 TWh i henholdsvis 2015 og 2025.

Figur 5.7. Tilbud sertifikatberettiget kraftproduksjon, uavhengig av sertifikatordning, TWh. Ingen kvotepris for CO₂



I tilfellet uten kvotepriser vil tilbudet av elsertifikatberettiget kraftproduksjon gå ytterligere ned i takt med elektrisitetsprisen. Nå er det totale tilbudet i 2015 henholdsvis 7 TWh i Norge og noe under 15 TWh i Sverige, mens det er 13 TWh i Norge og 17 TWh i Sverige i 2025. Vi ser altså at selv med ingen kvotepris og en begrenset økning i kraftprisene vil betydelige mengder elsertifikatberettiget produksjon komme inn i systemet. Dette er produksjon som ikke trenger elsertifikater. Selv uten elsertifikatmarkedet kan den andelen som kommer inn av elsertifikatberettiget produksjon kunne utgjøre henholdsvis vel 6 og 9 prosent av det totale elektrisitetsmarkedet i Norge og Sverige i 2015. Hvis det skal være noen mening i å innføre et elsertifikatmarked må derfor kravet til volum være en del høyere enn dette (det vil jo også være noen administrative kostnader med å utstede elsertifikater et slikt marked).

Av tabell 5.1 ser vi at i alle alternativene er utbyggingen av ny produksjon i Norge kun basert på elsertifikatberettiget teknologi uavhengig av om elsertifikater innføres eller ikke. Andelen av elsertifikatberettiget totalproduksjon utgjør 5,7-7,4 prosent avhengig av alternativene. Størst andel får vi i tilfellet med de høye kvoteprisene. Dette følger av at utenlandsk fossil basert termisk produksjon blir dyrere, noe som gjør det lønnsomt å bygge ut mer i Norge for å eksportere/reducere importen.

I Sverige bygges det ut om lag det dobbelte av i Norge i de to kvoteprisalternativene, og noe mer enn i Norge i alternativet uten kvotepriser. Denne store utbyggingen i Sverige er i stor grad basert på to teknologier - kraftvarme fra gass og bio. Årsaken til at det bygges ut mer av disse teknologiene i alternativet med kvotepriser enn i alternativet uten kvotepriser er at de konkurrerende kullbaserte teknologiene blir relativt sett dyrere. Vi får en substitusjon over mot renere teknologier selv om disse også gir CO₂-utslipp.

Tabell 5.1. Krafttbygging totalt, utbygging av elsertifikatberettigede og elsertifikatandelen av total produksjon i Norge og Sverige i 3 alternativer. 2005-2015

Kvotepris	125 kroner/tonn CO ₂	40 kroner/tonn CO ₂	0 kroner/tonn CO ₂
Norge			
Kraftutbygging, ny	9,7 TWh	8,2 TWh	7,5 TWh
Elsertifikatberettiget	9,7 TWh	8,2 TWh	7,4 TWh
Rest	0 TWh	0 TWh	0,1 TWh
Elsertifikatandel av total produksjonen	0,074	0,064	0,057
Produksjon i 2015	130,4 TWh	128,8 TWh	128,1 TWh
Sverige			
Kraftutbygging, ny	18,5 TWh	17,6 TWh	10,8 TWh
Elsertifikatberettiget	5,3 TWh	5,0 TWh	4,6 TWh
Rest	13,2 TWh	12,6 TWh	6,2 TWh
Elsertifikatandel av total produksjonen	0,095	0,094	0,095
Produksjon i 2015	162,7 TWh	161,9 TWh	155,1 TWh

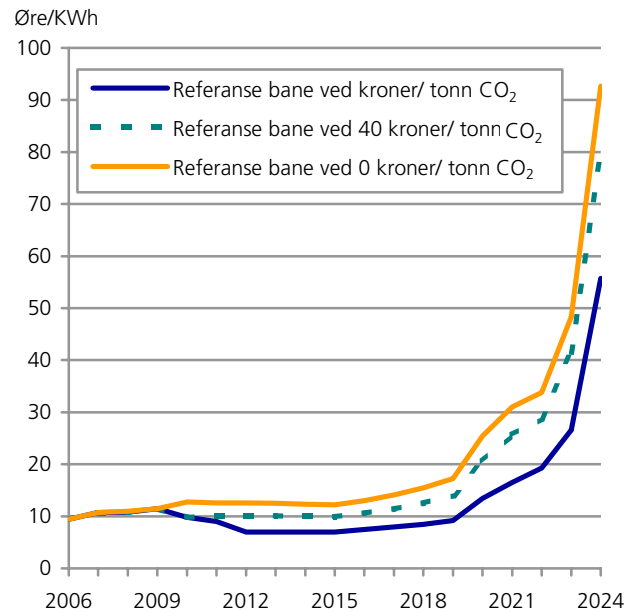
Vi ser videre at det bygges ut mindre av teknologier med elsertifikattrettigheter i Sverige enn i Norge. Dette skyldes to forhold: For det første har vi her tatt hensyn til at det allerede er bygget ut vel 10 TWh elsertifikatberettiget teknologi i Sverige i dag. Dette er derfor ikke med i tallene for ny utbygging fra og med 2005. Det er imidlertid med i tallet når man beregner elsertifikatandelen av den totale produksjonen. Denne andelen er da høyere i Sverige enn i Norge - om lag 9 prosent i alle alternativene. For det andre er kostnadene ved å bygge ut ytterligere elsertifikatberettiget produksjon i Sverige høyere enn tilsvarende for Norge.

5.2. Fri handel med elektrisitet over landegrensene

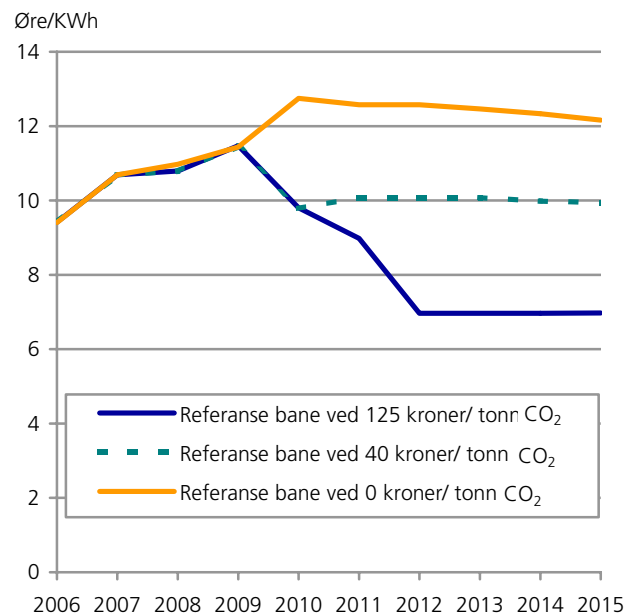
Som vi så av beregningene i forrige kapittel, vil "elsertifikatandelen" kunne bli betydelig uten en positiv pris på elsertifikatene (det vil si uten et elsertifikatkrav) - henholdsvis 5,7-7,4 prosent for Norge og om lag 9,5 prosent for Sverige i 2015. Mulighetsområdet for substitusjon av teknologier gjennom å øke andelen via en elsertifikatordning er dermed begrenset. I Norge er denne lik null siden det bare bygges ut elsertifikatberettiget produksjon også i referansebanene. I Sverige kan man gjennom en elsertifikatordning substituere omkring 13 TWh i alternativet med positiv kvotepris og om lag 6 TWh i alternativet uten kvotepris. Siden det norske og svenske markedet er integrert med det danske, det finske og det nord-europeiske markedet er det grunn til å anta at en slik substitusjon også vil lekke gjennom eksport til/reduert import fra blant annet Danmark, Finland og øvrige land i Europa. Ved en substitusjon av teknologier på tilgangssiden vil prisvirkningen på energi bli begrenset hvis grensekostnadene for de teknologiene som substitueres er rimelig flat. En elsertifikatordning kan også tvinge større kraftmengder inn i markedet og dermed bidra til å senke kjøperprisen, se kapittel 2. Dermed får en omsatt større mengder kraft, inklusive kraft produsert fra elsertifikatberettiget produksjon. Hovedvirkningen av innføring av elsertifikater i Norge vil dermed kunne forventes å være mer eksport/mindre import av elektrisitet. Dette kommer fra to kilder; i) den økte produksjonen og ii) redusert etterspørsel ved at forbrukerne må betale i hvert fall noe av elsertifikatprisen netto (det kan bli noe kraftprisfall). For Sverige vil en kunne forvente at det blir redusert produksjon fra forurensende teknologier, men også her kan noe av effekten tas ut i økt eksport/reduert import på grunn av økt produksjon og redusert etterspørsel.

I de alternative beregningene for hver referansebane har vi nå antatt at det elsertifikatpliktige volumet skal økes. Vi har antatt at volumkravet skal økes jevnt og likt for hvert av landene. Konkret har vi antatt at den elsertifikatberettigede mengden skal økes med 0,5 TWh per år i hele beregningsperioden - det vil si 9,5 TWh i hvert land fra 2006 til 2024 - samlet 19 TWh for begge land.

Figur 5.8. Sertifikatprisen i 3 alternativer, 2006-2024, i øre/kWh

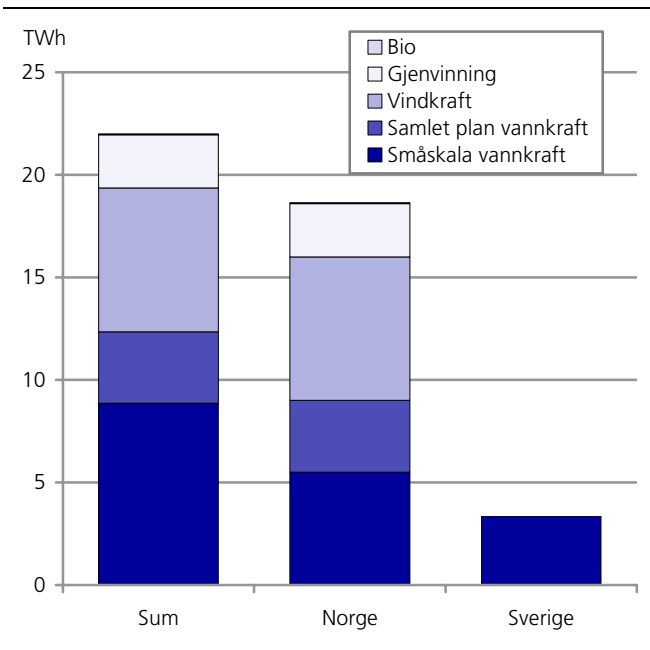


Figur 5.9. Sertifikatprisen i 3 alternativer, 2006-2015, i øre/kWh

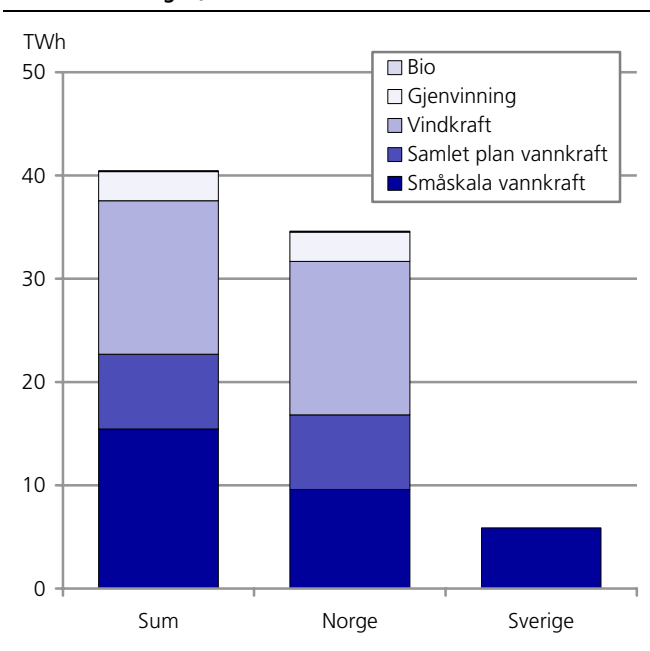


Videre har vi forutsatt at hver enkelt teknologi vil få tildelt elsertifikater i 10 år. Dette slår ulikt ut for hver teknologi siden levetiden for teknologiene er forskjellig. Rangeringen av marginale teknologier kan dermed bli annerledes etter innføringen av elsertifikater enn før. De teknologiene som har en kort levetid får en relativ bedring i sin konkurransevne i forhold til de teknologiene som har en lengre levetid. Verdien av elsertifikatene må deles på en lengre periode (og relativ mengde) i det siste tilfellet enn i det første.

Figur 5.10. Sertifikatberettiget produksjon i 2015, utover eksogen mengde, TWh



Figur 5.11. Sertifikatberettiget produksjon i 2024, utover eksogen mengde, TWh



En utforming av elsertifikatmarkedet med 10 års levetid for elsertifikatene, og en nedtrapping av markedet mot 2025 medfører at elsertifikatprisen må øke sterkt mot slutten av perioden. Dette skyldes forutsetningen om at det skal komme inn like mye årlig elsertifikatberettiget produksjon etter hvert som nedtrappingen av støtten gjennom elsertifikatene skjer. I perioden 2015 til 2025 stiger elsertifikatprisen fra et nivå på om lag 10 øre/kWh til nærmere 80 øre/kWh, mest i tilfellet uten kvotepriser, minst i tilfelle med kvotepriser. Årsaken til dette er at i tilfellet med kvotepriser er kjøperprisen for kraft høyere enn i tilfellet uten kvotepriser.

Figur 5.8 med elsertifikatpriser fram til 2025 er fullstendig dominert av utviklingen i nedtrappingsperioden. Denne perioden er ikke den mest interessante, i og med at det i høringen, Olje- og Energi-departementet (2004), sies at dette er mer en teknisk framstilling i det foreløpige opplegget, noe som må vurderes nærmere. Det er vel så interessant hva som skjer i perioden før nedtrappingen starter - det vil si fram til 2015. En viktig premisse her er at investeringen skjer med utgangspunkt i en nåverdibetraktning der en antar at prisen på investeringspunktet oppnås over hele levetiden for anlegget, med korreksjon for levetiden på elsertifikatene. Vi ser da at elsertifikatprisen i 2006 starter med et nivå om lag 9 øre/kWh for så å stige etter hvert som en beveger seg oppover på grensekostnadskurven for de elsertifikatberettigede teknologiene. Tilfellet uten kvotepriser vil elsertifikatprisen fortsette å stige opp mot 12 øre/kWh i 2011, for så å holde seg om lag på dette nivået. Det betyr at grensekostnadskurven for elsertifikatberettigede teknologier er relativt flat rundt dette området. I tilfellene med kvotepriser vil elsertifikatprisen begynne å falle etter hvert som kvoteprisen økes. I tilfellet med 40 kroner i 2010 faller elsertifikatprisen tilsvarende. I tilfellet med opptrapping av kvoteprisen vil elsertifikatprisen falle ytterligere. Dette betyr at i tilfellet med kvotepriser vil en del av kjøperprisen i markedet være "skatter". Etter hvert som kvoteprisen stiger, øker skatteelementet gjennom kvoteprisen. Siden skatte-elementet øker, vil elsertifikatelementet kunne minke.

I utgangspunktet kunne en anta følgende: Siden Norge og Sverige er om lag like med hensyn på elastisiteten i etterspørselen, og ved at de har samme krav om økt elsertifikatberettiget produksjon, vil kjøperprisen øke mer i Norge enn i Sverige. Dette skyldes at etterspørselsiden i Norge er om lag 30 prosent mindre enn etterspørselen i Sverige. Samme volumkrav på en mindre etterspørsel tilsier høyere kjøperpriseffekt. Dette betyr at økningen i den økte samlede produksjon i større grad vil gå til svenske forbrukere enn til norske. Samtidig er det norske, svenske og øvrige nordiske kraftmarkedet integrert. Siden elsertifikatene vil bety økt pris i Norge og Sverige, og etterspørselen vil gå ned i begge land, vil deler av den økte produksjonen i de to landene gå ut av området i retning tredjeland.

I de beregningene som foreligger her er ikke dette nødvendigvis riktig på kort sikt. Målsettingen i Sverige (som sluttbrukerne må betale) er høyere fram til 2015 enn i Norge pga. mye elektrisitetsproduksjon fra teknologiene industrielt mottrykk, vann og biobrensel i starten (10 TWh fram til 2006) av perioden. Denne produksjonen får elsertifikater og er en del av målsettingen. Etter 2015 er målsettingen i Sverige noe høyere i Norge, på grunn av større mengde elsertifikatberettiget kraftproduksjon allerede i referansebanen (referansebanen med 125 kroner/tonn CO₂ etter 2015), som vi legger til grunn. Videre har gruppen som

betaler elsertifikater (servicesektoren og husholdninger) et forbruk som ligger om lag 20 TWh høyere i Sverige enn i Norge. Dette momentet trekker i retning av at Sverige får et lavere påslag. I sum veier dette opp like mye som at de er en større gruppe (like stor nedgang i forbruk). I tillegg kommer at sluttbrukerprisen er høyere i Sverige pga at de i utgangspunktet har høyere el-avgifter. Dette gir en lavere forbruksreduksjon enn i Norge for alt annet likt. I sum er det derfor uklart hvor forbruket går mest ned - i Norge eller Sverige. Men samlet for de to landene går forbruket ned (for gitt kraftpris) med nettoeksport ut av Norge og Sverige som resultat.

Siden utgangspunktet er at det skal være en økning i elsertifikatberettiget produksjon utover det som kommer inn i referansebanen på 0,5 TWh per år over beregningsperioden, blir økningen fram til 2015 samlet 10 TWh og til 2024 19 TWh. I figur 5.10 ser vi at økningen i elsertifikatberettiget produksjon i 2015, er om lag 22 TWh fordelt med nesten 19 TWh i Norge og noe over 3 TWh i Sverige. Dette er produksjon utover de 10 TWh som Sverige har i utgangspunktet og utover de 1 TWh som er i Norge i 2006 Norge.

Siden det meste av ny elsertifikatberettiget produksjonskapasitet bygges ut i Norge, blir det et stort omfang av krafteksport fra Norge til Sverige og videre til de andre nordiske landene gjennom etableringen av en eventuell elsertifikatordning.

Av den totale tilgangen av elsertifikatberettiget produksjon er vel 8 TWh småskala vannkraft, 7 TWh vindkraft, mens vannkraft fra Samlet plan utgjør 3,5 TWh og gjenvinning (mottrykk) utgjør 2,5 TWh.

5.3. En felles norsk svensk elsertifikatordning

Som beskrevet ovenfor, så vil det selv i et ordinært marked uten elsertifikater bli introdusert betydelige mengder produksjonskapasitet basert på teknologier som vil være elsertifikatberettigede. I 2015 er det anslått en samlet slik produksjonskapasitet på 25 TWh. Dette tilsvarer en andel av total kraftproduksjon i disse to landene på om lag 8,5 prosent. La oss nå anta at det innføres en elsertifikatordning som beskrevet foran, og der kravet til elsertifikatberettiget produksjon er en økning på 0,5 TWh i hvert av landene for hvert år fra 2006 til 2025. Det blir en total økning på 19 TWh. Dette er et krav utover det som måtte eksistere av elsertifikatberettiget produksjon i referansebanen. Kravet er det samme i alle tre referansebanene - det vil si i banen med 125 kroner/tonn CO₂, i banen med 40 kroner/tonn CO₂ og i banen uten kvotepriser. Det forutsettes at kjøpsplikten er landspesifikk. Det betyr at både Norge og Sverige kan oppfylle et krav om en kjøperandel som kan være forskjellig mellom de to landene. Produksjonsandelene i hvert av landene vil generelt være forskjellig fra kjøpsandelene, dette siden kostnadene ved å bygge ut ny kapasitet varierer

mellom landene. Ulikevekt i produksjon og forbruk i hvert land medfører handel med elsertifikater over landegrensene.

I våre referansebaner kommer det inn beskjedne mengder med ny kapasitet som ikke er elsertifikatberettiget. I Norge kommer det ikke inn slik kapasitet i det hele tatt. Dette skyldes i første rekke forutsetningen om gasspriser på 100 øre/Sm³, og at kostnaden ved slik produksjon da blir for høy i forhold til markedets betalingsvilje. Dette betyr at i den grad de nye elsertifikatberettigede teknologiene kommer inn kan de erstatte de teknologiene som kommer inn i referansebanene⁵, eller de kan erstatte produksjon fra områder utenfor Norge og Sverige. De nye elsertifikatberettigede teknologiene vil selvsagt ikke erstatte de elsertifikatberettigede teknologiene som allerede er inne i referansebanen. For Norges vedkommende gjelder dette all "ny" produksjon som er inne referansebanen. Når selgerprisen går ned, vil dette mer enn kompenseres av elsertifikatprisen. Kjøperprisen vil kunne gå opp slik at norsk og svensk etterspørsel reduseres. De frigjorte kraftmengdene vil da kunne redusere import/øke eksporten.

Det generelle bildet er at selgerprisen faller i markedet som følge av innføringen av en eventuell elsertifikatordning. I 2015 faller elektrisitetsprisene med rundt 1 øre/kWh i alle alternativene, mest i tilfelle med de høye kvoteprisene. Dette skyldes at høyere kvotepriser medfører brattere tilbudskurve rundt tilpasningspunktet. I 2024 faller elektrisitetsprisen med rundt 1/2 til vel 1 øre/kWh. Også her faller den mest i tilfellet med høye kvotepriser. Grunnen til at prisen det faller noe mindre her enn i 2015, er at grensekostnadene rundt tilpasningspunktet er noe flatere ved høyere nivåer på kraftproduksjonen. Etter hvert som tiltakene blir strammere - se tiltak under referanse ved 125 kroner/ tonn CO₂ - blir endringen i selgerpris kraftigere - her om lag 2,5 øre kWh i Sverige. Dette skyldes at grensekostnadskurven til de elsertifikatberettigede teknologiene blir brattere etter hvert. Et større subsidieledd kreves.

Elsertifikatprisene som er nødvendig for å løse ut de ekstra 5 TWh i 2015 og 9,5 TWh i 2024 fra Norge og tilsvarende for Sverige er gjengitt i tabell 5.3. I 2015 er elsertifikatprisene mellom 8,8 og 13,4 øre/kWh avhengig av hvilke kvotepriser for CO₂ som legges til grunn. Elsertifikatprisen blir høyest i tilfellet med null kvotepris. Det skyldes at vi da har en lav kraftpris, og det må en relativt høy elsertifikatpris for å gjøre de elsertifikatberettigede teknologiene lønnsomme. Med en høyere kvotepris er kraftprisen høyere og bidraget fra elsertifikatene kan være mindre. Dette følger også intuitivt av samspillet mellom kvotepriser på forurensende teknologier og lønnsomheten ved alternativene.

⁵ Se resonnementet omkring verdien av sertifikatene for et anlegg som har en levetid på 40 år kontra et anlegg som har en levetid på 20 år.

Tabell 5.2. Prisivirkningene for selger av en elsertifikatordning. Øre/kWh

	Norge 1			Sverige1		
	Refereransebane 125 kroner/tonn CO ₂	Refereransebane 40 kroner/tonn CO ₂	Refereransebane 0 kroner/tonn CO ₂	Refereransebane 125 kroner/tonn CO ₂	Refereransebane 40 kroner/tonn CO ₂	Refereransebane 0 kroner/tonn CO ₂
Kraftpriser						
2015	25,1	23,2	21,7	26,9	24,1	22,5
2015 Tiltak 1	24,1	22,4	20,6	25,9	23,2	21,8
2015 Tiltak 2	23,7			25,0		
2024	25,8	23,7	22,6	27,0	24,4	22,9
2024 Tiltak 1	24,8	22,9	20,7	26,0	23,6	22,0
2024 Tiltak 2	23,7			24,6		
Prisforskjell selger						
2015 Tiltak 1	-1,1	-0,8	-1,1	-1,0	-0,9	-0,7
2015 Tiltak 2	-1,4			-1,9		
2024 Tiltak 1	-1,0	-0,8	-1,9	-1,0	-0,8	-0,9
2024 Tiltak 2	-2,1			-2,5		

Foran så vi at selgerprisen på kraft gikk ned med om lag 1 øre/kWh i 2015 som følge av å innføre en elsertifikatordning. I elsertifikattilfellet utgjør de elsertifikatberettigede teknologiene i Norge om lag 15 TWh (10 TWh fra referansebanen og 5 TWh som tiltak). Dette tilsvarer en andel av det totale tilbudet på om lag 12 prosent med en elsertifikatpris på 8,8-13,4 øre/kWh gir dette et tillegg på om lag 1-1,5 øre/kWh på kjøperpris for å betale for elsertifikatene. Det vil si at hvis alle forbrukere ble belastet med en prosentvis lik andel av elsertifikatkravet så ville kjøperprisen være tilnærmet uendret eller stige avhengig av alternativet.

I beregningene har vi lagt til grunn at de som i dag ikke betaler elavgift heller ikke vil bli belastet med elsertifikatkrav. Dette utgjør om lag 35-40 prosent av forbruket. Elsertifikatandelen for de andre blir da 18-20 prosent. Tillegget i kjøperpris for de som må kjøpe elsertifikater blir nå om lag 1,7-2,5 øre/kWh. Kjøperprisen vil da stige med om lag 0,7-1,5 øre/kWh. En langsiktig priselastisitet i forbruket på -0,25 og en kjøperprisøkning på 5 prosent gir en forbruksreduksjon på 1,25 prosent eller i underkant av 1 TWh for de forbrukergruppene som er omfattet av elsertifikatkravet. Dette vil bli delvis motsvart av at kjøperprisen vil gå ned for de som ikke er pålagt kjøpsplikt av elsertifikater (jfr. at selgerpris gikk ned).

Tabell 5.3. Elsertifikatpriser. Øre/kWh

	2015	2024
Tiltak 1 og 125 kroner/tonn CO ₂	8,8	68,1
Tiltak 1 og 40 kroner/tonn CO ₂	11,3	89,0
Tiltak 1 og 0 kroner/tonn CO ₂		
Tiltak 2-125 kroner/tonn CO ₂	13,4	133,0

En tilsvarende nedgang i selgerpris gir også en om lag tilsvarende nedgang i krafttilbudet i land som ikke omfattes av ordningen. Dette betyr i så fall at hele økningen i tilbud gjennom elsertifikatordningen, nesten 10 TWh (noe reduksjon i ordinært tilbud med fallende pris) i Norge og Sverige nærmest i sin helhet vil gå til økt eksport/reduert import fra disse landene. Både Norge og Sverige var netto eksportører av kraft i referansebanene. I elsertifikatbanene vil dermed elsertifikatene medføre økt netto eksport.

Fram mot 2024 øker elsertifikatprisen kraftig, først og fremst fordi sertifikatordningen trappes ned, og de teknologiene som kommer inn vil da få tilskudd gjennom elsertifikatordningen i kortere og kortere tid. Siste år, i 2024, får de tilskudd i bare ett år. Da er elsertifikatprisen om lag 10 ganger så høy som i 2015. Det betyr at tilbudskurven for elsertifikatberettigede teknologier er rimelig flat i området mellom 10 og 40 TWh utbygging.

6. Velferdsvirkninger av elsertifikatordningen

Med velferdsvirkninger vil vi i denne artikkelen mene endringer i det såkalte produsent- og konsumentoverskuddet innenlands, som følge av innføringen av elsertifikatordningen. Endringen i produsentoverskudd kan skje som følge av prisen på og/eller volum av energi endres for eksisterende produsenter, og ved at de nye produsentene som kommer inn som følge av elsertifikatordningen får et overskudd. Endringen i konsumentoverskudd skjer som følge av at forbrukerne får høyere pris og ved at de som følge av dette vil forbruke mindre energi. Det "overskuddet" eller det nyttetapet de vil få som følge av dette, er endringen i konsumentoverskudd. I velferdsvirkningene inngår også endringer i offentlig sektors inntekter gjennom endringer i proveny fra elektrisitetsavgift og merverdiavgift.

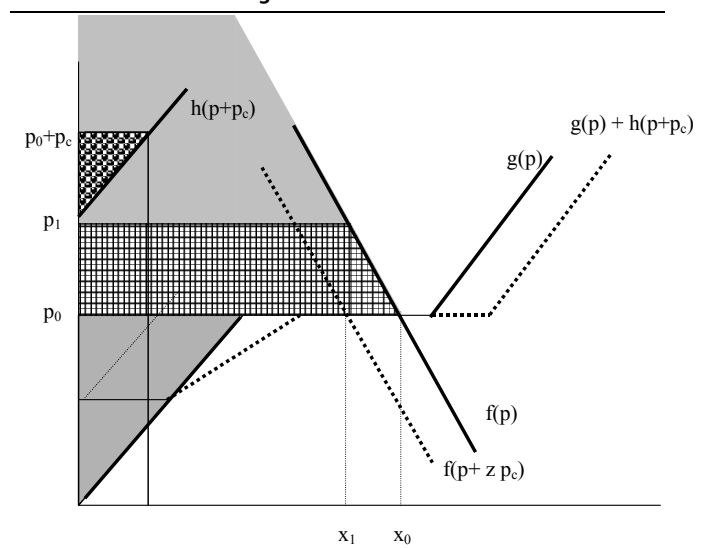
6.1. Ingen elsertifikatberettigede teknologier i referansebanen

La oss først anta at det uten elsertifikatordningen ikke ville bli investert i elsertifikatberettigede teknologier. Endringen i produsent og konsumentoverskudd som følge av å innføre en ordning med elsertifikater, er illustrert i figur 6.1 og 6.2. Endringen vil være noe forskjellig avhengig av om vi er i en situasjon uten nettbeskrankninger mot utlandet, se figur 6.1, eller om vi er i en situasjon med effektive nettskranger (autarki), se figur 6.2. I tilfellet uten nettbeskrankninger kan Norge sees på som en prisfast kvantumstilpasser i et internasjonalt marked.

Figur 6.1 viser en prinsippskisse for beregning av velferdsvirkningene ved innføring av en elsertifikatordning i kombinasjon med en kjøpsplikt for slike elsertifikater. Vi antar altså at de teknologiene som eksisterer i utgangspunktet ikke er elsertifikatberettiget, se figur 6.3 for en opphevelse av denne restriksjonen.

Før ordningen med elsertifikater innføres skjærer etterspørselen tilbudet der det handles med elektrisitet, det vil si i skjæringspunktet mellom etterspørselskurven $f(p)$ og tilbudskurven $g(p)$ i det flate området på tilbudskurven. I punktet (x_0, p_0) kan vi importere

Figur 6.1. Velferdsvirkninger ved innføring av en elsertifikatordning for elektrisitet i kombinasjon med kjøpsplikt av elsertifikater. Ingen effektive skranke for handel



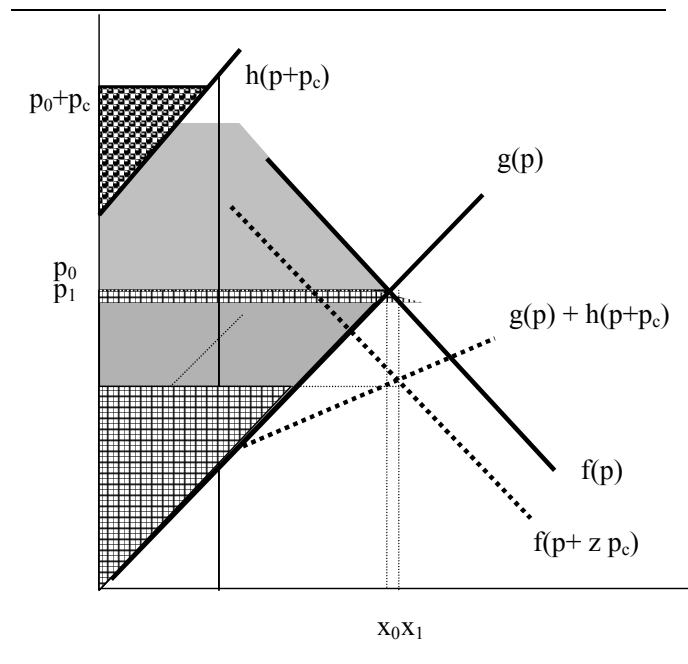
elektrisitet til en gitt pris (ressonnementet er helt ekvivalent for en situasjon der etterspørselen er flat og tilbudskurven stigende, altså i en eksportsituasjon). Etter at elsertifikatmarkedet er innført, skifter etterspørselen innover til $(f(p+zp_c))$ (jf. at kjøpsplikt for elsertifikater er ekvivalent med en avgift), og den norske tilbudskurven skifter utover til $g(p)+h(p)$ (jf. at elsertifikatet er ekvivalent med et subsidie), se den stiplede tilbudskurven. Hvis det fortsatt er ledig kapasitet på overføringslinjene, er prisen for elektrisiteten gitt og uendret. Dette betyr at etterspørselen i Norge går ned, siden elektrisitetsprisen pluss den andelen av elsertifikatet som kjøper må kjøpe for hver enhet elektrisitet går opp. Samtidig går tilbudet i Norge opp når elsertifikatberettiget produksjon får støtte gjennom elsertifikatordningen. Det nye likevektspunktet er (x_1, p_1) - det vil at kjøperprisen har økt, mens selgerprisen er uendret lik p_0 . Det økte tilbudet vi får gjennom elsertifikatordningen og nedgangen i etterspørselen innenlands går i sin helhet til å redusere importen, eventuelt øke eksporten.

Velferdstapet som oppstår ved innføring av elsertifikatordningen i dette tilfellet, kan beregnes som differansen i produsent- og konsumentoverskudd før og etter at ordningen ble innført. Før ordningen ble innført var konsumentoverskuddet arealet mellom etterspørselen $f(p)$ og prislinjen p_0 - det vil si summen av det lysegrå og det rutete arealet. Produsentoverskuddet var arealet mellom prislinjen p_0 og tilbudskurven til venstre for likevektspunktet $g(p)$ - det vil si den mørkegrå trekanten. Etter at elsertifikatordningen er gjennomført er produsentoverskuddet for eksisterende produsenter uendret siden både volum og pris for disse er uendret. I tillegg får imidlertid de nye produsentene som produserer med elsertifikatberettiget produksjon et produsentoverskudd, se den prikkede trekanten, siden de også står overfor stigende grensekostnader ved utbygging. Det vil si at de billigste teknologiene får en ekstraprofitt, siden elsertifikatprisen må være stor nok til at de mer kostbare teknologiene tas i bruk, og alle produsenter får den samme elsertifikatprisen. Totalt får altså produsentene en økning i sitt overskudd. Konsumentene innenlands lider imidlertid et tap lik det rutete arealet, dels ved at volum går ned og dels ved at kjøperprisen går opp.

I enkelte situasjoner kan vi stå overfor en tilnærmet vertikal tilbudskurve i utlandet, se figur 2.4 foran. I dette tilfellet vil et skift i tilbudet gjennom en elsertifikatordning medføre et fall i selgerpris. Selgerprisen kan da falle så mye at summen av selgerpris (energi- og elsertifikatpris) blir lavere enn den tidligere kjøperprisen. Da vil konsumentoverskuddet øke både ved økt volum og lavere pris. Produsentoverskuddet vil da gå ned for eksisterende produsenter.

I figur 6.2 har vi framstilt endring i produsent og konsumentoverskudd i et tilfelle hvor det er effektive overføringssskranke mellom Norge og utlandet. Det betyr at en endring i tilbudet gjennom en elsertifikatordning i sin helhet medfører økt forbruk av elektrisitet innenlands. I virkeligheten vil det være perioder hvor dette er tilfellet hvis transmisjonsnett mellom land er optimalt utbygget. I et optimalt utbygget nett skal det være effektive skranke fra tid til annen. Vi ser at i dette tilfellet, jf. beskrivelsen også i kapittel 2, så vil virkningen av elsertifikatordningen være at mer kraft presses inn i systemet. Til gitt aktivitetsnivå i økonomien må da prisen på kraft falle for at denne kraften skal absorberes i markedet. Et fall i prisen medfører at noe av den elsertifikatberettigede kraften erstatter kraft som ellers ville ha blitt produsert. I det stiliserte bildet i figur 6.2 faller prisen så mye at summen av kraftpris og elsertifikatpris blir lavere enn den tidligere kraftprisen alene, se en forklaring på dette i Bye (2003). I dette tilfelle vil produsentoverskuddet i det ordinære markedet falle med summen av det mørkegrå arealet og det smalrutete arealet like over i figur 6.2. I den elsertifikatberettigede delen av markedet vil produsentoverskuddet være lik det prikkede arealet.

Figur 6.2. Velferdsvirkninger ved innføring av en elsertifikatordning i kombinasjon med kjøpsplikt av elsertifikater. Et lukket norsk marked (autarki)

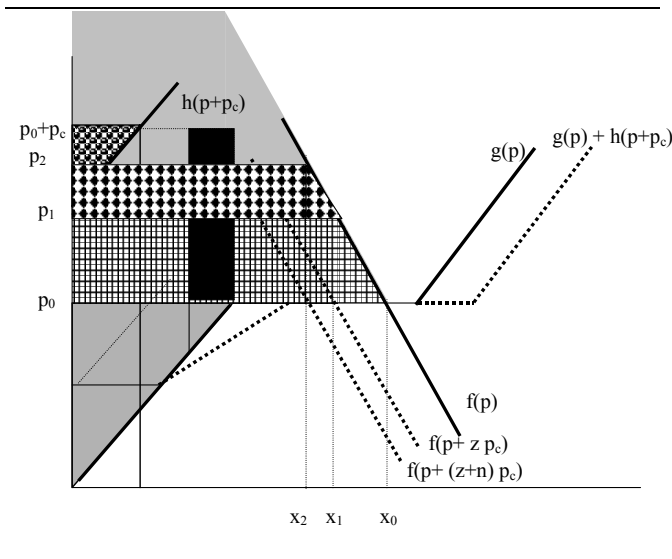


Det samlede produsentoverskuddet er lik summen av disse. Konsumentoverskuddet vil i dette tilfelle øke med det smalrutete arealet - dels ved at kjøperprisen faller - dels ved at volumet blir noe større.

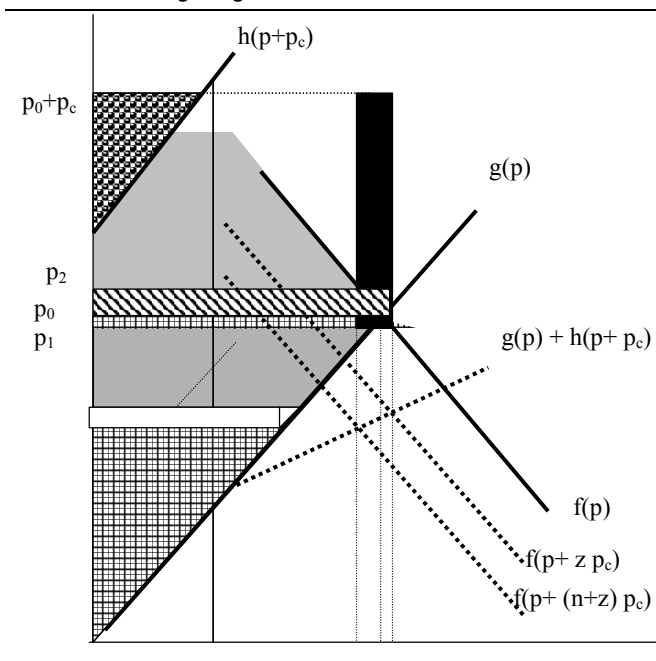
6.2. Elsertifikatberettigede teknologier også i referansebanen

Ovenfor forutsatte vi at det uten et elsertifikatberettiget marked, ikke kom inn noe kraft fra teknologier som vil være elsertifikatberettiget hvis et elsertifikatmarked ble innført. Av beregningen foran i kapittel 5 så vi at slike teknologier også ville komme inn i tilfellet uten et elsertifikatmarked. La oss nå anta at det vil bygges ut ny kapasitet med teknologier som er elsertifikatberettiget allerede før en elsertifikatordning er introdusert. Det betyr at teknologiene ikke er avhengig av en elsertifikatordning for å være lønnsomme, men de vil omfattes av elsertifikatordningen, siden denne er generell for nye investeringer og visse teknologiegenskaper. Siden vi opererer i et internasjonalt marked hvor prisen på energi er gitt, og transmisjonsskranke ikke er effektive, berører ikke innføringen av elsertifikatordningen de andre eksisterende produsentene (se kommentar til figur 6.4 for modifikasjon av dette). De produsentene som allerede har kraftproduksjonskapasitet som nå blir elsertifikatberettiget, får økt sitt overskudd ved at de ved siden av elektrisitetsprisen også får elsertifikatprisen, jf. den sorte firkanten i figur 6.3. Deres totale pris øker til grensekostnaden for de elsertifikatberettigede teknologiene. Grensekostnaden i det nye tilpasningspunktet er uendret siden volumet allerede er bestemt. Det samlede produsentoverskuddet øker dermed. Forbrukerne får nå et økt krav til kjøpsplikt. De må kjøpe en andel z (som tidligere) og i

Figur 6.3. Velferdsvirkninger ved innføring av en elsertifikatordning i kombinasjon med kjøpsplikt av elsertifikater. Ingen effektive skranker for handel. Elsertifikater også i referansebanen



Figur 6.4. Velferdsvirkninger ved innføring av en elsertifikatordning i kombinasjon med kjøpsplikt av elsertifikater. Et lukket norsk marked (autarki). Elsertifikatberettigede teknologier også i referansebanen



tillegg kjøpe elsertifikater for den andelen n av elsertifikatberettigede teknologier som allerede er inne. Deres kjøpspris går ytterligere opp til p_2 , og etterspørselen går ytterligere ned til x_2 . Nettoeksporten øker ytterligere. Forbrukerne lider et ytterligere tap lik "sjakkbrettet" i figur 6.3.

Ovenfor antok vi at det ikke var transmisjonsskranker mellom land. Tilfellet med autarki er skissert i figur 6.4. Igjen blir den elsertifikatandelen som forbrukerne må betale høyere, og vi får et ytterligere skift innover i

etterspørselen. Kjøperprisen går nå opp, og volum går ned. Tapet i konsumentoverskuddet er det skråskraverte området i figur 6.4. Prisen på ordinær energi faller ytterligere. Deler av det som tidligere var lønnsomt, faller nå ut av markedet, da elsertifikatordningen gjør den samlede energien dyrere, og etterspørselen mindre. Produsentoverskuddet for disse produsentene går ned med "det hvite arealet" i figur 6.4. Produsentene som mottar elsertifikater vinner på dette - det helt sorte arealet i figur 6.4. Samlet kommer produsentene bedre ut, og konsumentene taper. Det foregår samtidig en omfordeling fra de produsenter som ikke får elsertifikater til de som får elsertifikater.

6.3. Andre faktormarkeder

Ovenfor har vi bare sett på velferdseffektene gjennom endringer i konsument- og produsentoverskudd i markedet for elektrisitet. Ved endringer i prisene på elektrisitet skjer det endringer i innenlandske kostnadsforhold som vil medføre endringer i andre faktormarkeder. Dette vil også skape endringer i produsent- og konsumentoverskuddet i disse markedene. Vi går ikke videre inn på disse effektene i denne rapporten. Hvis en skulle beregne disse effektene måtte en benytte en større modell som hadde en god beskrivelse av andre faktormarkeder. I tillegg ser vi også bort fra eventuelle miljøgevinster fra et system hvor produksjonen er basert på mer forurensende teknologier.

6.4. Myndighetene

Når selgerprisene faller i kraftmarkedet reduseres overskuddet i kraftselskapene. Dette reduserer skattegrunnlagene (inntektsskatt, grunnrenteskatt, eiendomsskatt etc.). Eventuelle reduserte kraftvolumer vil også redusere skatteinngangen da noen av skattartene er volumbaserte (naturressursskatten, og elementer i eiendomsskatten). Reduserte kraftvolumer vil også redusere avgiftsinngangen da elektrisitetsavgiften er volumbasert. Det samme er tilfelle med momsinnngangen.

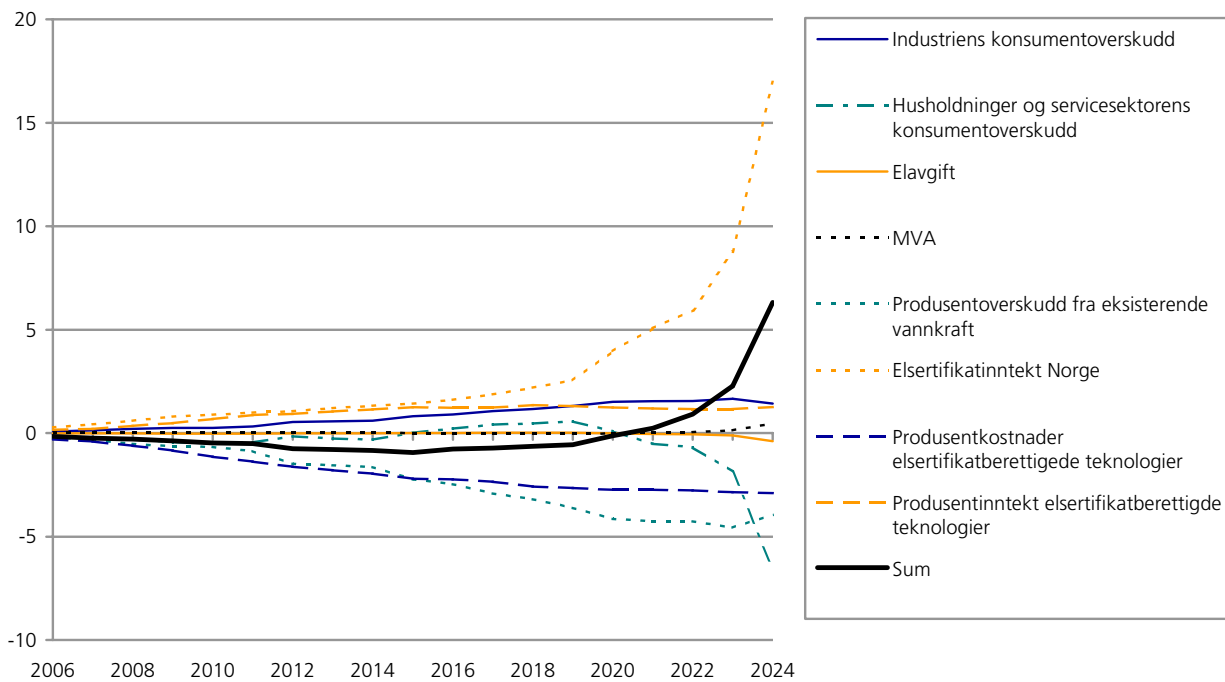
Endret skatteinngang påvirker fordelingen av velferdstapet slik det framkommer i beregning av endret produsent og konsumentoverskudd, men betyr i utgangspunktet ikke noe for størrelsesorden på det samlede velferdstapet. Det er imidlertid en annenhåndsvirkning av skatteendringene som også kan påvirke den samlede velferdsendringen. Hvis skatteinngangen blir lavere fra for eksempel grunnrenteskatten, som er en perfekt skatt i den forstand at den ikke gir effektivitetstap, og en opererer under beskranking om gitte offentlige budsjetter, blir en tvunget til å øke andre skatter for å kompensere skattebortfallet. Dette vil i neste omgang kunne gi effektivitetstap. Dette er en tilleggseffekt som spesielt angår regulering av grunnrentenæringer.

6.5. Anslag på velferdsvirkninger og fordeling av disse

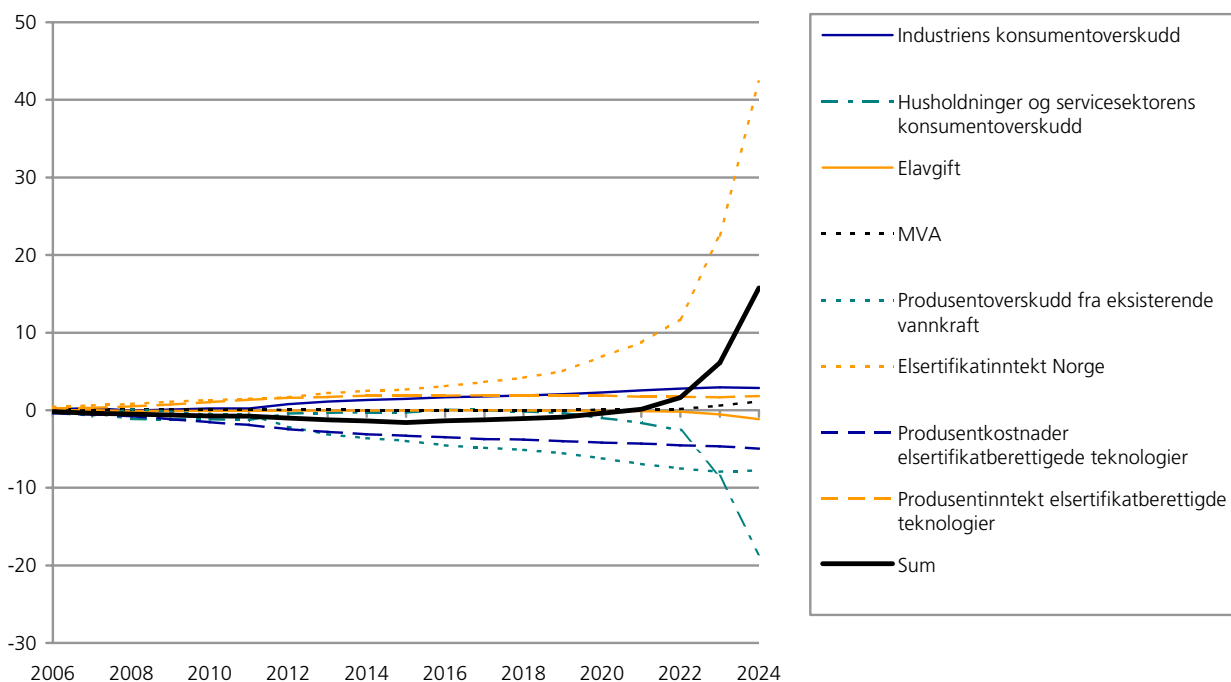
Med utgangspunkt i beregningene i kapittel 5 og prinsippene i kapittel 6 foran har vi beregnet de årlige velferdsvirkningene som følge av innføringen av et felles elsertifikatmarked i Sverige og Norge langs de linjer som er gitt i rapporten. Vi har beregnet to

alternativer - et med en økning i elsertifikatberettiget produksjon på 0,5 TWh hvert år i perioden - og ett med en økning på 1 TWh per år - for hvert av landene i Norge og Sverige - jfr- kapittel 5. Disse er vist i figur 6.5 og 6.6.

Figur 6.5. Velferdsvirkninger per år, MRD 2005-NOK, 0,5 TWh elsertifikatberettigede teknologier per år. Norge



Figur 6.6. Velferdsvirkninger per år, MRD 2005-NOK, 1 TWh elsertifikatberettigede teknologier per år. Norge



Vi ser at den totale velferdseffekten er negativ - det vil si at elsertifikatorordningen påfører det norske samfunnet et årlig tap som vokser opp mot 1 milliard kroner per år i 2015, for deretter å avta ned mot null etter hvert som elsertifikatorordningen fases ut igjen. I grove trekk er velferdseffekten tilnærmet proporsjonal med omfanget av elsertifikatorordningen, jfr. figur 6.6 der tapet er nær 2 milliarder kroner i 2015 i tilfellet med 1 TWh økning i elsertifikatberettiget produksjon per år. Akkumulert over år blir dette store samfunnsøkonomiske tap.

Konsumentene som blir ilagt kjøpsplikt, vil i tilfellet med en økning i elsertifikatberettiget produksjon på 0,5 TWh per år komme dårligere ut i første periode fram til 2015, men deretter vinne på ordningen. Dette er konsistent med de teoretiske argumentene foran om at fortegnen på effekten for forbrukere som blir pålagt en kjøpsplikt i et slikt marked er ubestemt. I tilfelle med 1 TWh økning i elsertifikatberettiget produksjon per år, vil disse konsumentene tape langs hele perioden, men av varierende størrelsesorden. Konsumentenes tap er imidlertid mindre enn det totale tapet. Det vil si at eksisterende produsenter også må tåle et tap ved innføring av en slik ordning. De forbrukerne som blir unntatt fra elsertifikatplikten, det vil si industrien, vil entydig tjene på ordningen. De vil få tilgang til mer energi til en lavere pris.

De tradisjonelle produsentene er de store taperne på ordningen. På det høyeste er tapet for disse 4-6 milliarder kroner per år avhengig av alternativ. De nye produsentene som produserer med elsertifikatberettiget teknologi vil få sterkt økende inntekter, men også sterkt økende kostnader etter hvert som volumet øker. Dette skyldes både økningen i volum og økende grensekostnader ved slik produksjon. Vi ser imidlertid at nettoinntekten for disse produsentene ikke øker særlig mye. Det betyr at grensekostnaden for elsertifikatberettiget produksjon i det intervallet det regnes på er rimelig flate.

Endringene i offentlig sektors inntekter målt gjennom endring i elektrisitetsavgifter og moms vil være svært små. Det vil bli omsatt større mengder energi til en lavere pris, verdien av omsetningen vil være tilnærmet uendret, slik at momsen også er tilnærmet uendret. En del av produsenttapet vil være et tap for offentlig sektor. Ved en nedgang i produsentoverskudd vil både inntektsskatt og grunnrenteskatt gå ned. En redusert produksjon fra kraftverk som ikke er elsertifikatberettiget vil også kunne redusere naturressursskatten. Reduksjoner i alle disse skattene vil redusere tapet for de opprinnelig produsentene, men øker tapet tilsvarende for offentlig sektor. Offentlig sektor er også den viktigste eieren av de opprinnelige produksjonsteknologiene. Samlet er derfor det meste av tapet av produsentoverskudd et tap for offentlig sektor ved denne ordningen. Dette tapet som øker jevnt opp til et nivå på 4-6 milliarder kroner per år, og må i denne sammenheng kunne sies å være betydelig.

7. Noen konklusjoner

I denne rapporten har vi gjennomgått noen prinsipielle forhold knyttet til en eventuell innføring av elsertifikater i kraftmarkedet i Norge og Sverige. Vi ser på virkningen av slike elsertifikatorordninger i forhold til en utvikling hvor det ikke innføres elsertifikater. Siden det er stor usikkerhet knyttet til noen viktige forhold innen energiutviklingen, har vi også fokusert på i hvilken grad slike forhold har betydning for konklusjonene. Det vi har fokusert på her er usikkerheten omkring prisen på klimagasskvoter framover. Dette har betydning for sammensetningen av teknologiene i referansebanene, og dermed også for tolkningen av omfanget av elsertifikatberettiget produksjon. Vi har derimot sett bort fra forhold som kan være viktige når kraftkontraktene med industrien går ut i perioden 2008-2011. Dette har ligget utenfor mulighetsområdet for denne studien.

Innføring av klimagasskvoter, og dermed en prising av disse, som slår ut i kostnaden for forurensende teknologier, påvirker introduksjonen av elsertifikatberettiget produksjon slik den er definert. Dette gjelder selv om elsertifikatprisen måtte være null. Betydelige mengder elsertifikatberettiget produksjon vil rett og slett ikke være avhengig av et elsertifikatmarked for å bli introdusert i markedet, mest i tilfellet med klimagasskvoter til høy pris. Dette følger også intuitivt av at virkemidlet kvoteprising vil bedre den relative lønnsomheten av ikke forurensende teknologier, som i et elsertifikatmarked vil få bedret lønnsomhet gjennom elsertifikattildelingen og et marked for disse.

Hvor mye produksjon som kan "tvinges" inn i markedet gjennom en elsertifikatorordning er begrenset av hensyn til mulighetsområdet for innføring av ny kapasitet i systemet, på grunn av transmisjonsskranke og at det tar tid å gjennomføre investeringer. Vi har sett på en situasjon hvor en ønsker en økning i omfanget på 0,5 TWh per år, både i Norge og Sverige over hele beregningsperioden 2006-2024 i forhold til det som kommer inn i en referansebane der vi har 125 kroner/tonn CO₂ i kvotepris/avgift. Visse egenskaper ved forslaget til elsertifikatsystem, med 10 års levetid for elsertifikatene og en avtrapping av ordningen fra 2015

til 2025, gjør at det vil være mest naturlig å fokusere på effektene fram mot 2015.

Prisen på elsertifikatene vil være forskjellig avhengig av om utgangspunktet er en situasjon med eller uten klimagasskvoter og prising av disse. Elsertifikatprisen vil være lavere jo høyere kvotepriser. Elsertifikatprisen i 2015 vil ligge i området 8-13 øre/kWh avhengig av kvoteprisene. I noen tilfelle vil denne lave elsertifikatprisen medføre at kjøperprisen på elektrisitet går ned ved innføringen av elsertifikatmarked. Hvis belastningen bare påføres noen forbrukergrupper, vil kjøperprisen for disse gå opp, mens kjøperprisen for de andre gruppene vil kunne gå både opp og ned.

Vi har antatt at kravene til elsertifikater vil øke jevnt i volum i Norge og Sverige. Siden det norske markedet er relativt mindre enn det svenske, kan belastningen for norske forbrukere bli større enn for svenske. Men Sverige har større mengder elsertifikatberettiget produksjon inne allerede. Dette trekker i motsatt retning. Selve innføringen av et felles elsertifikatmarked gjør at størstedelen av ny elsertifikatberettiget produksjon kommer i Norge, fordi det er relativt sett billigere å øke slik kapasitet her. Større tilgang og større nedgang i etterspørselen medfører at det som blir produsert ekstra i Norge går til eksport. Svensk tilgang vil også øke, og svensk etterspørsel vil gå ned slik at det meste av ny kraft derfor blir eksportert til tredjeland. Fra å være nettoeksportører i utgangspunktet vil netto eksport øke ytterligere med et elsertifikatmarked.

Velferdsberegningene viser at Norge samlet vil tape på innføringen av en svensk-norsk elsertifikatorordning. Konsumentene vil tape noe samlet sett, men dette vil variere over perioden. De store taperne er de opprinnelige kraftprodusentene. De taper ved at økt tilgang på energi gjennom elsertifikatorordningen (implisitt subsidie i markedet) gir fallende energipris. Vinnerne er de forbrukerne som blir fritatt fra kjøpsplikten for elsertifikater, da prisen på energi faller med økt tilbud. De elsertifikatberettigede produsentene vinner også noe, men siden grensekostnadene ikke stiger noe særlig i det aktuelle området er gevinsten liten. Offentlig sektor vil heller verken tjene eller tape på

elavgift og moms, men vil gjennom inntektsskatt, grunnrenteskatt, naturressursskatt og direkte eierskap være den som tar den største belastningen. Her vil tapet øke jevnt fra null i 2006 til 4-6 milliarder kroner per år når vi nærmer oss slutten av elsertifikatperioden.

Referanser

Anfinsen, Morten (2004): How and why the European power-market influences the Nordic Power Market. MSc, Økonomisk Institutt, Universitetet i Oslo.

Aune F. R. (2003): Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging. Rapporter 2003/11, Statistisk sentralbyrå.

Aune F.R. , T.A. Johnsen og E. Sagen (2001): Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010 Rapporter 2001/31, Statistisk sentralbyrå

Bye, T., K. Skytte, and O.J. Olsen (2002): Green certificates - design and functioning (in Norwegian). Rapporter 2002/11, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T. (2003): On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market. Discussion Paper 351, Statistisk sentralbyrå

Amundsen, E.S. and J.B. Mortensen (2001): The Danish Green Certificate System. Some simple analytical results. Energy Economics, Vol. 23, 99 489-509.

Jensen T. (red.) (2004): Beregning av potensial for små kraftverk i Norge, Forutsetninger, metode beskrivelser, NVE Rapport 19.

Jensen, S.G. and Skytte, K. (2002), Interactions between the power and green certificate markets. Energy Policy, Vol 30, no 5, 2002, pp 425-435.

NOU (1998): Energi- og kraftbalansen mot 2020, NOU 1998:11, Statens forvaltningstjeneste.

NVE (2004a): Grønne sertifikater, Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder, Rapport 11/2004, Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE).

NVE (2004b): Elproduksjon basert på biobrensel, Teknisk/økonomisk potensial, Oppdragsrapport A, 1 Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE).

NVE (2004c): Oversikt over småkraftressurser på nett, www.nve.no.

Olje- og Energidepartementet (2004): Om utkast til lov om pliktige elsertifikater, Høringsnotat, 24/11-2004.

Tidligere utgitt på emneområdet

Previously issued on the subject

Norges offisielle statistikk (NOS)

C703: Energistatistikk 2000

C691: Elektrisitetsstatistikk 1999

Rapporter (RAPP)

2005/18: Formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk i 2001. Sammenligning av formålsfordelingen i 1990 og 2001

De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter*Recent publications in the series Reports*

- 2004/28 M.I. Kirkeberg og J. Epland: Økonomi og levekår for ulike grupper, 2004. 2004 99s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6708-0
- 2004/29 R. Kjeldstad og E.H. Nymoen: Kvinner og menn i deltidsarbeid. Fordeling og forklaringer. 2004. 126s. 210 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6710-2
- 2005/1 J.E. Finnvold, J. Svalund og B. Paulsen: Etter innføring av fastlegeordning-brukervurderinger av allmennlegetjenesten. 2005. 91s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6716-1
- 2005/2 D. Fredriksen, K. M. Heide, E. Holmøy og I. Foldøy Solli: Makroøkonomiske virkninger av pensjonsreformer. Beregninger basert på forslag fra pensjonskommisjonen. 2005. 50s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6719-6
- 2005/3 E. Eng Eibak: Konsumprisindeks for Svalbard 2004. 2005 37s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6722-6
- 2005/4 B. Olsen: Flyktninger og arbeidsmarkedet 4. kvartal 2003. 2005. 30s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6724-2
- 2005/5 T.P. Bø. Ulike arbeidskontrakter og arbeidstidsordninger. Rapport fra tileggsundersøkelse til Arbeidskraftundersøkelse (AKU). 2. kvartal 2004. 2005. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6735-8
- 2005/6 G. Berge, T. Kirkemo, R. Straumann og J.K. Undelstvedt: Ressursinnsats, utslipp og rensing i den kommunale avløpssektoren 2003. 2005. 82s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6737-4
- 2005/7 E. Ugreniov: Levekår blant alenemødre. 2005. 37s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6745-5
- 2005/8 B. Halvorsen, B.M. Larsen og R. Nesbakken: pris- og inntektsfølsomhet i ulike husholdningers etterspørsel etter elektrisitet, fyringsoljer og ved. 2005. 38s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6752-8
- 2005/9 T. Skardhamar: Lovbruddskarrierer og levekår. En analyse av fødselskullet 1977. 2005. 47s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6760-9
- 2005/10 R.H. Kitterø: Hun jobber, de jobber. Arbeidstid blant par av småbarnsforeldre. 2005. 60s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6775-7
- 2005/11 M. Mogstad: Fattigdom i Stor-Osloregionen. 2005. 47s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6777-3
- 2005/12 Å. Cappeelen, F. Foyn, T. Hægeland, K.A. Kjesbu, J. Møen, G. Petterson og A. Raknerud: Årsrapport for skatteFUNN-evalueringen - 2004. 2005. 40s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6780-3
- 2005/13 M. Greaker, P. Løkkevik og M. Aasgaard Walle: Utviklingen i den norske nasjonalformuen fra 1985- til 2004. Et eksempel på bærekraftig utvikling? 2005 44s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6789-7
- 2005/14 D. Ellingsen og V. Sky: Virksomheter som ofre for økonomisk kriminalitet. 2005. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6805-2
- 2005/15 O.F. Vaage: Tid til arbeid. Arbeidstid blant ulike grupper og i ulike tidsperioder, belyst gjennom tidsbruksundersøkelsene 1971-2000. 2005. 33s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6807-9
- 2005/16 J. Epland: Veier inn i og ut av fattigdom: Inntektsmobilitet blant lavinntektsushold. 2005. 36s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6812-5
- 2005/17 A. Thomassen: Byggekostnadsindeks for veganlegg. Kostnadsundersøkelsen. Vekter og representantvarer 2004. 2005. 45s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6813-3
- 2005/18 B.M. Larsen og R. Nesbakken: Formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk i 2001. Sammenligning av formålsfordelingen i 1990 og 2001. 41s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6816-8
- 2005/19 B. Olsen og M. Thi Van: Funksjonshemmede på arbeidsmarkedet. Rapport fra tilleggsundersøkelse til Arbeidskraftundersøkelsen (AKU) 4. kvartal 2004. 71s. 180 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6818-4