

# Det svensk-norske elsertifikatmarkedet:

## Hva blir konsekvensene?

av

Ingrid Ueland

**Masteroppgave**

Masteroppgaven er levert for å fullføre graden

**Master i samfunnsøkonomi**

Universitetet i Bergen, Institutt for økonomi

Juni 2012

UNIVERSITETET I BERGEN



## Forord

Denne oppgaven er skrevet som en avslutning på en toårig mastergrad i samfunnsøkonomi (profesjonsstudiet) ved Universitetet i Bergen. En spesiell takk rettes til min veileder professor Eirik Schrøder Amundsen for inspirasjon til valg av tema for oppgaven, samt gode tilbakemeldinger underveis.

Jeg vil gjerne rette en takk til "Samarbeidsavtalen BKK-UiB" for tildeling av studentstipend i forbindelse med skrivingen av denne oppgaven.

Jeg vil takke Marit Halleraker for grundig korrekturlesing, samt Kristin Hagen og Øyvind Nilsen for nyttige kommentarer til innhold og oppbygging av oppgaven.

En generell takk rettes til familie og venner som har støttet og motivert meg. I tillegg har 3. etasje på instituttet bidratt til en sosial og trivelig skriveprosess.

Skal også underskrives:

*Ingrid Ueland*

---

Ingrid Ueland, Bergen 1. Juni 2012

# Sammendrag

---

## **Det svensk-norske elsertifikatmarkedet:**

### **Hva blir konsekvensene?**

av

**Ingrid Ueland, Master i samfunnsøkonomi**

Universitetet i Bergen, 2012

Veileder: Professor Eirik Schrøder Amundsen

---

I denne oppgaven skal følgende problemstilling besvares:

*Hvordan vil en introduksjon av elsertifikater i Norge slå ut i engrospris, sluttbrukerpris og ny fornybar kraftproduksjon i et felles marked med Sverige?*

Flere land i Europa har tatt i bruk elsertifikater som virkemiddel for å fremme ny fornybar kraftproduksjon i nasjonale markeder. Elsertifikater er et markedsbasert virkemiddel som gir produsenter av ny fornybar kraft en ekstraintekt i tillegg til kraftprisen, som gjør at de får dekket marginalkostnaden ved å produsere en type kraft som er dyrere enn konvensjonell kraft. Det er knyttet usikkerhet til hvordan elsertifikater vil påvirke brukerprisen, konsum og produksjon av ny fornybar kraft når målet er satt som en andel av konsumet. Et felles elsertifikatmarked mellom Norge og Sverige trådte i kraft 1. januar 2012, og er det første markedet som omfatter mer enn ett land. For å besvare problemstillingen er det brukt en numerisk likevektsmodell implementert for det norske og det svenske kraftmarkedet. Vi finner at et kvotenivå i Norge på over 0,35 vil gjøre at produksjonen av ny fornybar kraft vil gå *ned*, noe som vil være i strid med formålet med elsertifikatene. Kvotenivåene fram til systemets slutt i 2035 er allerede fastsatt av myndighetene, og vil være lavere enn dette. I markedsløsningen med de faktiske kvotenivåene satt for 2020 finner vi at den totale mengden ny fornybar kraft øker, men at total kraftproduksjon går noe ned. I tillegg medfører dette et velferdstap. Utbyggingen finansieres gjennom at konsumenter får økte sluttbrukerpriser og produsenter av ordinær kraft (i hovedsak storskala vannkraft) får redusert lønnsomhet fordi engrosprisen synker. Tap av produsentoverskudd for ordinære kraftprodusenter når kvoten i

Norge heves, vil gjøre at nedgangen i overskuddet samlet sett vil overgå det økte produsentoverskuddet til nye fornybare kraftprodusenter. Dette vil være tilfellet uavhengig om konsumentoverskuddet vil gå opp eller ned. For at et velferdstap skal kunne forsvares, må sertifikatsystemet medføre langsiktige gevinster av å øke fornybarandelen som mer enn veier opp for velferdstapet. Slike gevinster kan være økt forsyningssikkerhet, forskning og utvikling av ny teknologi, økt sjans for å oppfylle kravene fra EUs fornybardirektiv<sup>1</sup>, samt økt konkurranse og mindre sjans for produsentene til å utøve markedsmakt i kraft- og sertifikatmarkedet.

Å gå fra et nasjonalt til et felles sertifikatmarked med Norge vil gjøre at produsentoverskuddet til nye fornybare kraftprodusenter blir redusert i Sverige. Mer gunstige forutsetninger for å bygge ut i Norge gjør at Sverige kan oppfylle kravene om utbygging ved å finansiere deler av utbyggingen i Norge. Utbyggingen av ny fornybar kraft vil være kostnadseffektiv dersom Norge bygger ut mer enn Sverige. Sverige kan importere elsertifikater til en lavere kostnad enn det ville kostet å bygge ut den samme kraftproduksjonen selv, men det vil gi mindre verdiskaping innenlands.

---

<sup>1</sup> <http://www.zero.no/fornybar-energi/politikk-og-rammevilkaar/fornybardirektivet>

## Innholdsfortegnelse

Forord .....	ii
Sammendrag .....	iii
Innholdsfortegnelse .....	v
Tabeller* .....	vii
Figurer* .....	viii
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Problemstilling.....	3
1.3 Oppgavens formål og oppbygging .....	3
2 Teoretisk presentasjon.....	1
2.1 Hva er elsertifikater? .....	1
2.2 Prisdannelse for elsertifikater.....	2
2.3 Nye fornybare energikilder .....	3
• Vindkraft.....	3
• Solenergi.....	4
• Geotermisk energi.....	4
• Biobrensel.....	4
• Torv .....	4
• Bølgeenergi.....	4
• Småskala vannkraftverk .....	5
2.4 Hvorfor støtte fornybar kraft? .....	5
2.4.1 Fornybardirektivet .....	5
2.4.2 Forsyningssikkerhet .....	6
2.4.3 Samfunnets velferd.....	7
2.4.4 Markedssvikt .....	8
2.5 Støtteordninger for fornybar kraft i Europa .....	9
2.5.1 Elsertifikater i andre land .....	9
2.5.2 Alternative støtteordninger for å fremme fornybar kraft i Europa.....	10
2.5.3 CO <sub>2</sub> -kvoter og elsertifikater .....	11
3 Et svensk-norsk sertifikatmarked .....	13
3.1 Erfaringer fra sertifikatmarkedet i Sverige.....	13
3.1.1 Begrenset tildeling av elsertifikater i Sverige .....	14
3.1.2 Kvotenivå i Sverige .....	15
3.1.3 Fornybar kraftproduksjon i Sverige .....	17
3.1.4 Sertifikatprisutvikling i Sverige .....	18
3.2 Utforming av et norsk system .....	19
3.2.2 Livslengde og ambisjonsnivå.....	21
3.2.3 Prosentbasert eller mengdebasert mål .....	22
3.2.4 Kvotenivå i Norge .....	24
3.3 Det nordiske kraftmarkedet.....	26
3.3.1 Prisdannelse (Nord Pool Spot).....	26
3.3.2 Systemprisutvikling i Sverige .....	27
3.3.3 Sluttkonsumerpris i Sverige før og etter innføringen av elsertifikater .....	28
3.4 Hvorfor et felles marked?.....	29
3.4.1 Utformingen av et felles marked .....	30

3.4.2 Markedsmakt .....	31
4 Modell .....	32
4.1 Autarki.....	33
4.1.1 Førsteordensvilkår og likevekt .....	33
4.2 Handel med kun kraft mellom to land (Sverige og Norge).....	34
4.3 Handel med både kraft og sertifikater mellom to land.....	36
4.3.1 Effekten av kvotekravet under handel med kraft og sertifikater .....	37
5 Basis-scenario.....	38
5.1 Norge i dag og utsikter fremover .....	38
5.1.1 Vannkraft.....	39
5.1.2 Vindkraft .....	39
5.2 Sverige i dag og utsikter fremover .....	41
5.2.1 Vannkraft.....	41
5.2.2 Vindkraft .....	42
5.2.3 Biobrensel og torv .....	44
5.3 Produksjonskostnader og utbyggingspotensiale for kraft i Norge og Sverige .....	45
5.4 Modelloppsett.....	47
5.4.1 Velferdsendringer.....	51
6 Numerisk analyse .....	53
6.1 Handel med kraft mellom Norge og Sverige .....	53
6.1.1 Effekt av økt kvotenivå i Norge .....	55
6.1.2 Produksjonsfordeling, konsum, nettoimport og prisnivå i 2020 i Norge og Sverige uten handel med sertifikater .....	58
6.1.3 Hvilke parametere påvirker konsum, produksjon og pris mest? .....	59
6.1.4 Velferdsendringer.....	66
6.2 Handel med kraft og sertifikater mellom Norge og Sverige .....	69
6.2.1 Effekt av økt kvotenivå i Norge .....	70
6.2.2 Produksjonsfordeling, konsum, nettoimport og prisnivå i 2020 i Norge og Sverige med handel med sertifikater .....	73
6.2.3 Velferdsendringer fra B1 til B2.....	75
6.2.4 Hvilke parametere påvirker konsum, produksjon og pris mest? .....	77
6.2.5 Velferdsendringer.....	84
7 Resultater.....	87
7.1 Sammenlikning med tidligere forskning .....	87
7.1.1. NVE (2004a) .....	87
7.1.2 Bye (2003).....	91
7.1.3 Amundsen & Nese (2009).....	94
7.2 Oppsummering og diskusjon.....	96
7.2.1 Oppsummering av resultater .....	96
7.2.2 Diskusjon.....	98
8 Konklusjon .....	101
9 Referanser.....	104

## Tabeller\*

<b>Tabell 1:</b> Utfasing av kraftproduksjon år 2012-2025. ....	15
<b>Tabell 2:</b> Kraftproduksjon fra ulike kilder i Sverige fra 2003 til 2010.....	18
<b>Tabell 3:</b> Grensekostnad (SEK) og produksjon (GWh) for de ulike typene kraft i Norge. ....	47
<b>Tabell 4:</b> Grensekostnad (SEK) og produksjon (GWh) for de ulike typene kraft i Sverige....	47
<b>Tabell 5:</b> Parametere brukt i basis-scenariet i modellen. ....	50
<b>Tabell 6:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige i basis-scenariet (B1). ....	58
<b>Tabell 7:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Norge. ....	60
<b>Tabell 8:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Sverige. .	61
<b>Tabell 9:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Norge. ..	62
<b>Tabell 10:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Sverige. .....	63
<b>Tabell 11:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prisfølsom etterspørsel i Sverige. ....	64
<b>Tabell 12:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prisfølsom etterspørsel i Norge. ....	65
<b>Tabell 13:</b> Endringer i velferd, konsument- og produsentoverskudd for svart og grønn kraft i Norge og Sverige fra tilstand én ( $\alpha=0$ ) til tilstand to ( $\alpha=0,183$ ) i B1. ....	67
<b>Tabell 14:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige i basis-scenario 2 (B2) ved handel med kraft og sertifikater. ....	73
<b>Tabell 15:</b> Velferdsendringer fra B1 til B2. ....	75
<b>Tabell 16:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Norge...	77
<b>Tabell 17:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Sverige.	78
<b>Tabell 18:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Norge.	80
<b>Tabell 19:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Sverige. .....	81
<b>Tabell 20:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prisfølsom etterspørsel i Sverige. ....	82
<b>Tabell 21:</b> Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prisfølsom etterspørsel i Norge. ....	83
<b>Tabell 22:</b> Endringer i velferd, konsument- og produsentoverskudd for svart og grønn kraft i Norge og Sverige fra tilstand én ( $\alpha=0$ ) til tilstand to ( $\alpha=0,183$ ) i B2. ....	84
<b>Tabell 23:</b> NVE: Likevekt i kraftmarkedet uten sertifikathandel og virkninger av sertifikatmarkeder. ....	88
<b>Tabell 24:</b> NVE: Virkninger av et sertifikatmarked med ensidig kvoteplikt. ....	89
<b>Tabell 25:</b> Amundsen og Nese (2009): Effekt av å innføre elsertifikater i et felles marked for kun kraft mellom Norge og Sverige (TWh og EUR/MWh). ....	94
<b>Tabell 26:</b> Amundsen og Nese (2009): Effekt av å innføre elsertifikater i et felles marked for kraft og elsertifikater mellom Norge og Sverige (TWh og EUR/MWh). ....	95

## Figurer\*

<b>Figur 1:</b> Prisdannelse for elsertifikater. ....	2
<b>Figur 2:</b> Kvotnivå i Sverige fra 2003-2035. ....	16
<b>Figur 3:</b> Kraftproduksjon fra nye anlegg i Sverige i perioden 2003 til 2009 samt estimert produksjon i 2010 fra nye anlegg som bygges i år 2009. ....	17
<b>Figur 4:</b> Middelpris på elsertifikater ved spotthandel i Sverige i SEK/MWh fra 2003 til 2010. ....	18
<b>Figur 5:</b> Kvotnivå i Norge fra 2012 til 2034. ....	25
<b>Figur 6:</b> Norges kvotekurve vist i TWh. ....	26
<b>Figur 7:</b> Spotpris på elektrisk kraft på Nord Pool, månedlig fra år 2000 til 2011 i SEK/MWh. ....	27
<b>Figur 8:</b> Utvikling i sluttbrukerpris i Sverige og Norge fra 2000 til 2010. ....	29
<b>Figur 9:</b> Vannkraftpotensialet i Norge. ....	39
<b>Figur 10:</b> Potensial og kostnad for utbygging av ny vannkraft i Sverige og i Norge år 2020 (utover det som var i bruk i 2008) i SEK og TWh. ....	42
<b>Figur 11:</b> Potensial og kostnad for ny vindkraft i Sverige og i Norge år 2020 (utover det som var i bruk i 2008) i SEK og TWh. ....	43
<b>Figur 12:</b> Potensial og kostnad for ny biobrenselkraft i Sverige og i Norge år 2020 (utover det som var i bruk i 2008) i SEK og TWh. ....	44
<b>Figur 13:</b> Enhetskostnader- ulike kraftgenereringsformer. ....	45
<b>Figur 14:</b> Mulig fordeling av ny produksjon (2012-2020). ....	46
<b>Figur 15:</b> Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Sverige når Sverige holder $\alpha=0,195$ mens Norge hever kvoten fra 0 til 0,70. ....	53
<b>Figur 16:</b> Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Norge når Sverige holder $\alpha=0,195$ mens Norge hever kvoten fra 0 til 0,70. ....	54
<b>Figur 17:</b> Utvikling i sertifikatpris, sluttbrukerpris og engrospris i Norge og Sverige når Sverige har $\alpha=0,195$ mens Norge hever kvoten fra 0 til 0,70. ....	54
<b>Figur 18:</b> Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt import/eksport av kraft i Sverige og i Norge i tilstand én og tilstand to i basis-scenario 1 (B1). ....	58
<b>Figur 19:</b> Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Sverige. ....	69
<b>Figur 20:</b> Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Norge. ....	69
<b>Figur 21:</b> Utvikling i sertifikatpris, sluttbrukerpris og engrospris i Norge og Sverige. ....	70
<b>Figur 22:</b> Konsum, produksjon av svart og grønn kraft samt nettoimport av kraft i Sverige og i Norge i tilstand én og tilstand to i basis-scenario 2 (B2). ....	73
<b>Figur 23:</b> Bye: Priser som funksjon av økende kvotekrav. ....	91



# 1 Innledning

Jeg vil begynne med en kort beskrivelse av bakgrunnen for at Norge har valgt å inngå et felles elsertifikatmarked med Sverige. Deretter kommer problemstilling, beskrivelse av oppgavens formål og hvordan oppgaven er bygget opp.

## 1.1 Bakgrunn

Dagens samfunn står overfor store utfordringer knyttet til økt befolkningsvekst, og til at flere mennesker løftes ut av fattigdom. Det innebærer økt etterspørsel og behov for energi. Hvis vi ser på samfunnets nyttefunksjon der alle aktører vektet likt, bør vi ta hensyn til hvordan klimaendringer vil påvirke ulike agenter også i andre land. Kombinasjonen av disse to hensynene gir utfordringer. På den ene siden trenger vi å øke energiforsyningen. Samtidig vil vi bevare miljøet og redusere utslipp av CO<sub>2</sub>. Økt satsning på bærekraftig utnyttelse av naturressursene gjennom å øke andelen kraft som kommer fra fornybare energikilder kan være med på å løse disse utfordringene. I EU har kommisjonen gjennom *Fornybardirektiv-2009/28/EC*<sup>2</sup> utformet forpliktelser for hvert enkelt medlemsland. Det eksplisitte målet er å øke den totale andelen fornybar energi med 20 % fra 1990-nivå innen 2020. 19. desember 2011 ble fornybardirektivet innlemmet i EØS-avtalen og Norge ble tildelt en forpliktelse om å at forbruk av energi fra fornybare energikilder som andel av totalt konsum på 67,5 % innen 2020. Dette tilsvarer en økning av andelen med 7,5 % fra andelen vi hadde i 2005. Sverige har en forpliktelse på 49 %<sup>3</sup>. Direktivets formål er blant annet å redusere avhengigheten av olje og gass fra land utenfor EU, siden disse ressursene ikke er fornybare og vil ta slutt i fremtiden. EU-landene ønsker også å øke forsynings sikkerheten innad i EU, stimulere til forskning og utvikling av fornybare teknologier og skape lokale arbeidsplasser. Hvilke virkemidler EU og EØS ønsker å ta i bruk for å oppfylle forpliktelsen er valgfritt. Det tillates at et land øker andelen mindre enn kravet, så lenge landet kan dokumentere at det finansierer tilsvarende utbygging av fornybar kraft i et annet land for eksempel gjennom kjøp av elsertifikater.

Tidligere har det i Europa vært vanlig å ta i bruk diverse former for subsidier for å fremme ulike typer fornybar kraftproduksjon. Slike subsidier kan være for eksempel investeringsstøtte

---

<sup>2</sup> <http://www.zero.no/fornybar-energi/politikk-og-rammevilkaar/fornybardirektivet>

<sup>3</sup> Bøeng (2010) *Konsekvensene for Norge av EUs fornybardirektiv*.

eller skattelette. Etter en liberalisering av kraftmarkedet<sup>4</sup> i Europa har interessen økt for mer markedsbaserte støtteordninger for å øke andelen ny fornybar kraft, spesielt i Norden. Elsertifikater er et slikt markedsbasert virkemiddel for å skape insentiver til økt utbygging av ny fornybar kraft. I denne oppgaven er ny fornybar kraft omtalt som grønn kraft. Grønn kraft består av vindkraft, bølgekraft, geotermisk energi, bioenergi, solenergi og småskala vannkraft. Grønn kraftproduksjon har typisk høyere grensekostnader enn konvensjonell (svart) kraft, fordi teknologien er mer umoden og investeringskostnadene er høyere. Grønn kraftproduksjon vil ikke være konkurransedyktig i et marked der kraftprisen er lik grensekostnaden til svart kraft. I et elsertifikatmarked vil kraftprodusenten bli tildelt ett elsertifikat<sup>5</sup>, også kalt grønt sertifikat, per megawatttime (MWh) kraft produsert fra det som blir definert som grønne kraftkilder. Strømleverandørene blir pålagt å kjøpe sertifikater, og vil legge den ekstra kostnaden på den sluttbrukerprisen de tar fra konsumentene. Produsenter av grønn kraft vil da få en inntekt gjennom både kraftprisen og sertifikatinntekten, uavhengig av teknologien som benyttes. Sertifikatprisen avgjøres av tilbud og etterspørsel. Etterspørselen etter sertifikater dannes gjennom at myndighetene setter et årlig prosentandelskrav av det totale konsumet som strømleverandørene må inneha elsertifikater for. Prosentandelskravet vil også bli omtalt som kvoteplikt videre i oppgaven. Kvotepliktnivået blir dermed myndighetenes eneste virkemiddel til å oppnå den ønskede mengden grønn kraft.

Sverige har hatt et elsertifikatsystem siden 2003. 1. januar 2012 ble Norge innlemmet i markedet med Sverige. Målet er å øke grønn kraft med 26,4 Terrawatt-timer (TWh) innen 2020. Hvert av landene skal finansiere 13,2 TWh utbygging, uavhengig av i hvilket av landene det gjøres i. I Innstilling 379 L (2010-2011) fra Stortingets energi- og miljøkomite - jfr. Prop 101 L (2010-2011) heter det:

Komiteen peker på at innføringen av elsertifikater vil være et viktig verktøy for at Norge kan innfri våre forpliktelser om fornybar energiproduksjon i henhold til EUs fornybardirektiv (Direktiv 2009/28/EC). Komiteen peker videre på at stabilitet og langsiktighet er to helt avgjørende faktorer for et trygt investeringsklima.

---

<sup>4</sup> Tidligere hadde hvert fylke forsyningsplikt for kraft, og prisen ble satt for å dekke kostnadene av produksjonen. Systemet var lite effektivt siden det ikke fantes konkurranse i markedet og nye investeringskostnader kunne enkelt veltes over på konsumenten. (Solberg (2008)).

<sup>5</sup> I oppgaven brukes for det meste begrepet elsertifikater, eller sertifikater siden det er begrepet som er tatt i bruk av Olje- og energidepartementet i Norge og Energimyndigheten i Sverige.

Dette kan sies å være motivasjonen bak Stortingets avgjørelse om å innføre elsertifikater i Norge.

## 1.2 Problemstilling

Jeg har valgt å skrive om det norsk - svenske elsertifikatmarkedet fordi dette er det virkemiddelet Norge har valgt å satse på for å oppfylle kravene fra fornybardirektivet.. I Norge har vi et kraftforbruk per innbygger som er ti ganger høyere enn verdensgjennomsnittet, blant annet på grunn av kraftintensiv industri og bruk av elektrisitet som oppvarmingskilde<sup>6</sup>. En analyse av det svensk-norske elsertifikatmarkedet vil være interessant fordi både produksjon av kraft og kraftpris har stor betydning for så vel industrien som konsumenter i Norge. Med andre ord vil utslaget av elsertifikatsystemet ha betydning for samfunnet som helhet. I oppgaven blir følgende problemstilling besvart:

*Hvordan vil en introduksjon av elsertifikater i Norge slå ut i engrospris, sluttbrukerpris og ny fornybar kraftproduksjon i et felles marked med Sverige?*

## 1.3 Oppgavens formål og oppbygging

Oppgavens formål er å analysere effekten av å endre kvotekravet i Norge i et felles marked med Sverige, og å undersøke hvorvidt effektene endres ved for eksempel å endre kostnadsforholdene mellom grønn og svart kraft.

Den numeriske likevektsmodellen i denne oppgaven er utformet med utgangspunkt i en modell av *Amundsen & Nese (A&N) (2009)*, og den er tilpasset informasjon om kostnadsforhold mellom Norge og Sverige ved produksjon ved ulike kraftteknologier. Modellen viser utviklingen i konsum, produksjon av grønn og svart kraft, engros- sluttbruker- og sertifikatpriser ved at Norge hever kvotenivået, mens Sverige holder det fast på det avklarte nivået satt for 2020. Vi finner dermed hvorvidt variablene i begge land endrer retning ved økt kvote i Norge og hvilken kvote som må settes for at dette skal skje. Det vil rettes spesielt fokus på de reelle kvotenivåene satt for Norge og Sverige i 2020. Til å begynne med ser vi på en situasjon der landene kun handler med kraft og har nasjonale sertifikatsystem. Deretter åpnes det opp for handel med sertifikater, i tillegg til kraft. Videre kan vi justere på parameterne for å undersøke om kostnadsforholdene til produksjon ved ulike teknologier eller

---

<sup>6</sup> <http://www.ssb.no/energi/>

etterspørselen har stor betydning for resultatene. Jeg vil beregne endringer i velferd av å øke kvoten og fra å gå fra kun å handle med kraft, til å åpne opp for handel med sertifikater mellom landene. Resultatene sammenliknes med en numerisk modell av A&N (2009). Min modell vil skille seg fra A&N (2009) ved at jeg ser på utviklingen i variablene når kvoten heves gradvis, og ikke bare på ett gitt kvotenivå. Det er også nytt at jeg skrur på parameterne, og at det regnes ut endringer i velferd.

*Bye (2003)* har utformet en numerisk modell for ett land under autarki og ett land med fri handel for kraft ved hjelp av data fra det nordiske kraftmarkedet. Mitt arbeid er forskjellig fordi jeg inkluderer to land med et felles kraftmarked og to land med et felles kraft- og sertifikatmarked, der kvotenivået holdes fast i det ene landet

*Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) (2004)* har utformet en statisk likevektsmodell der det er satt et TWh-mål. Min modell skiller seg fra NVEs ved at jeg bruker et prosentandelsmål av konsumet, og jeg ser på hvordan variablene endrer seg ved ulike kvotenivå og ved ulike kostnadsforhold mellom landene.

I kapittel 2 gis det en teoretisk presentasjon av elsertifikatsystemet, der det fremkommer hvorfor Norge ønsker å fremme produksjon av fornybar kraft. Kapittel 3 tar for seg erfaringer med elsertifikater og andre støtteordninger for fornybar kraft i Europa. Det vil fokuseres på sertifikatmarkedet i Sverige, og hvordan det norske kraftmarkedet på en fornuftig måte kan implementeres i et felles marked. Modellen av A&N (2009) blir presentert i kapittel 4. Deretter presenterer jeg kostnads- og produksjonsdata fra det norske og det svenske kraftmarkedet i kapittel 5. Disse data brukes til å utforme et basis-scenario til den numeriske analysen i kapittel 6. Resultatene sammenliknes med annen litteratur i kapittel 7. Til slutt gir jeg en oppsummering og drøfting. Konklusjon vil bli gitt i kapittel 8.

## 2 Teoretisk presentasjon

I dette kapittelet vil jeg beskrive hvordan elsertifikatsystemet fungerer og hvordan prisen på et elsertifikat dannes i markedet. Det vil bli presentert hvilke fornybare kraftkilder som har rett på elsertifikater i det norsk-svenske systemet. Videre vil det bli begrunnet hvorfor Norge har valgt å satse på økt utbygging av de sertifikatberettigede kraftkildene. Til slutt skal vi se hvilke erfaringer andre europeiske land har med elsertifikater, samt hvilke andre støtteordninger som er blitt tatt i bruk for å fremme produksjon av ny fornybar kraft.

### 2.1 Hva er elsertifikater?

Et elsertifikatsystem er lagt opp slik at det skal føre til kostnadseffektiv produksjon av *ny* fornybar kraft. Hva som regnes som «nye fornybare» kraftkilder vil bli nærmere beskrevet i avsnitt 2.3. Kort fortalt er det fornybare kraft-typer som per i dag ikke er lønnsomme, siden marginalkostnaden ved produksjon overstiger kraftprisen. Elsertifikatsystemet er et markedsbasert støttesystem som går ut på at staten deler ut ett elsertifikat per MWh fornybar energi som blir produsert. Disse sertifikatene kan produsentene selge til strømleverandører og visse strømforbrukere som er pålagt å kjøpe en lovbestemt mengde med sertifikater (oppgitt som kvote) i forhold til hvor mye fornybar energi de selger videre eller forbruker selv. Kvotens størrelse varierer fra år til år ettersom nye anlegg bygges ut eller mister rett på elsertifikater og kapasiteten øker eller minker. Kvoten styrer etterspørselen etter elsertifikater.

Prisen på elsertifikatene vil dannes ut fra tilbud og etterspørsel i markedet. Produsenter av grønn kraft får en ekstrainntekt ved at de kan selge elsertifikater i tillegg til kraften de produserer. Denne ekstrainntekten virker på samme måte som en subsidie. Den ekstra kostnaden som påføres strømleverandørene vil bli lagt på kraftprisen de tar fra kundene sine, og vil for strømleverandørene virke som en avgift<sup>7</sup>. Systemet gir bedre økonomiske vilkår for de grønne produsentene og lager incentiver til å investere i, eller bygge ut, grønn kraftproduksjon. En fordel er at støtten til produsenter av grønn kraft ikke trenger å inngå som en kostnad i statsbudsjettet. Investering i fornybare energiprosjekter er ofte kostbart. Det er

---

<sup>7</sup> I stedet for kjøpsplikt, går det an å innføre en produksjonsplikt. Da vil man også tildele sertifikater til produsenter av fornybar kraft, men de kjøpspliktige vil være produsenter av ikke- fornybar kraft som må kjøpe sertifikater tilsvarende en viss andel av den kraften de selv *produserer*, eller produsere en viss andel fornybar energi selv.

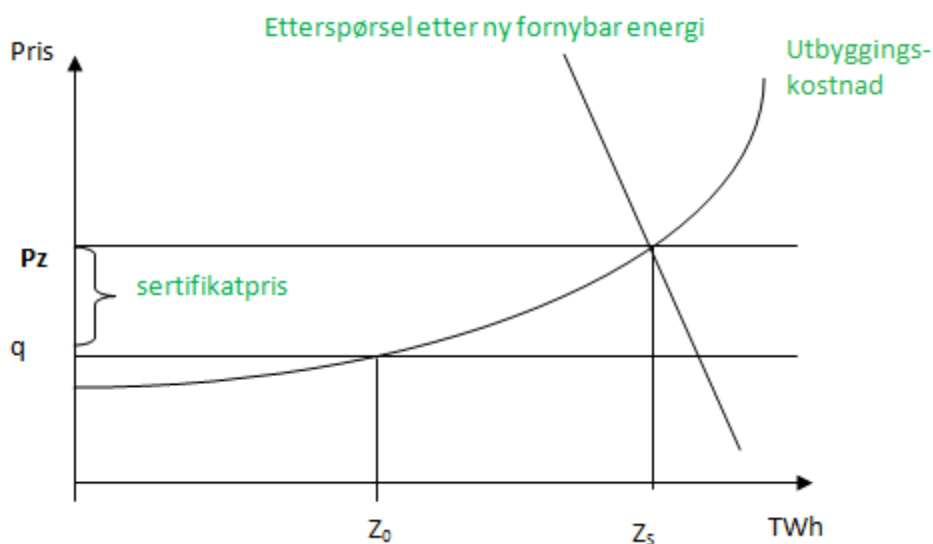
derfor viktig at det inngås en langsiktig satsing med stabile rammevilkår slik at produsentene kan lage anslag på om de kan dekke inn kostnadene av investeringen. Kravet kan settes som andel ny fornybar kraft av totalt forbruk av kraft, eller som en gitt mengde i Terrawattimer (TWh) ny fornybar kraft et land ønsker totalt.

Elsertifikatsystemet er energinøytralt. Det vil si at det blir fokusert på hvordan man kan bygge ut den nye fornybare produksjonen til lavest mulig grensekostnad, fremfor å favorisere visse typer ny fornybar energi eller fokusere på hvor utbyggingen skjer. Det vil ikke være hensiktsmessig å tildele sertifikater til veletablerte og lønnsomme produsenter, som for eksempel storskala vannkraftverk i Norge. Teknologien er allerede godt utviklet og driftskostnadene svært lave. Sertifikatene vil i hovedsak deles ut for å stimulere opprettelse og utbygging av nye kraftverk og satsing på nye typer fornybar kraft.

## 2.2 Prisdannelse for elsertifikater

I et marked der elsertifikater innføres, vil det settes en lovpålagt sertifikatandel kjøperne må inneha. Dermed dannes en etterspørsel etter grønn kraft. Det forutsettes teknologinøytralitet, at det er kostnadsfritt å distribuere energi, og det er ikke noen begrensninger på overføringskapasiteten mellom regioner eller land, slik at spotpris og engrospris vil være like.

Prisdannelse av elsertifikater kan illustreres slik:



Figur 1: Prisdannelse for elsertifikater.

I figur 1 ser vi hvordan sertifikatprisen dannes i markedet. Etterspørselen etter sertifikater er relativt uelastisk på grunn av kvotekravet fra myndighetene som andel av konsumet.

Grensekostnaden til utbygging av grønn kraft er stigende med en konkav kurve. Det betyr at de billigste prosjektene vil bli bygget ut først, deretter stiger i økende grad kostnadene for utbygging av nye prosjekter. I tilbudskurven inngår alle drifts-, arbeids-, og kapitalkostnader.

Uten et sertifikatmarked vil produsentene av grønn kraft kun få engrosprisen ( $q$ ), og en produksjonskapasitet på  $z_0$  vil bygges ut. Engrosprisen vil være lik grensekostnaden til den siste enheten svart kraft som bygges ut, som består av all kraft som ikke har rett på elsertifikater. Ved innføring av et kvotekrav, vil sertifikatprisen bli lik avstanden mellom  $P_z$  og  $q$ , som tilsvarer differansen mellom grensekostnaden til svart og grønn kraft.  $P_z$  vil være inntekten til grønne produsenter per MWh kraft de produserer. Det vil derfor lønne seg å øke produksjonen/bygge ut kraftverk tilsvarende en produksjon på  $z_s$ , der grenseinntekten er lik grensekostnaden. Prisen konsumentene må betale for kraften etter at elsertifikatsystemet innføres, vil være lik engrosprisen pluss kvotekravet multiplisert med sertifikatprisen ( $p=q+\alpha s$ ).

### 2.3 Nye fornybare energikilder

I elsertifikatsystemet vil følgende energikilder blir karakterisert som grønne (tidligere referert til som nye fornybare) og vil ha rett til å bli tildelt elsertifikater:

- **Vindkraft**

Vindkraft kommer av at bevegelsesenergien i vinden går gjennom en vindturbin som omformer den til elektrisk energi. Vingene i turbinen beveges rundt, og ved hjelp av en rotor driver de en generator i maskinhuset. Fra generatoren eksporteres elektrisk kraft ut til kundene via kabler i kraftnettet. Vindkraft kan bare dekke en viss andel av kraftproduksjonen, fordi kraften skapes kun når det blåser, og vindkraft har ingen lagringskapasitet. Vindkraft krever derfor at det til alle tider er ledig kapasitet i strømmettet. Kombinert med vannkraft som på sin side kan lagres, vil de forsyningsmessig utfylle hverandre hvis dette samkjøres. I perioder med mye vind vil en kunne bruke vindkraften og holde tilbake vann i magasiner som en heller kan bruke når det blåser mindre. På den måten vil vi få en mer stabil og sikker kraftproduksjon enn ved vindkraft alene.

- **Solenergi**

Solenergi kan utnyttes på to måter; gjennom termisk solenergi og gjennom strømproduserende solenergi. Energien i sola utnyttes ved å bruke solceller eller solfangere til å omforme den til elektrisk energi, eller til direkte produksjon av varmt vann eller varm luft.

- **Geotermisk energi**

Geotermisk energi utnytter varmeenergien fra under jordens overflate. På grunne nivåer under jordskorpen vil den termiske energien i hovedsak være lagret solenergi. Geotermisk energi brukes for det meste til oppvarmingsformål, enten direkte eller ved hjelp av en varmepumpe. Høytemperatur termisk energi kommer fra minst 300 meter under jordens overflate. Her utnyttes kontinuerlig spaltning fra radioaktive elementer i jordskorpen og varmeenergi fra mantelen i jordklodens indre. Varmepumpen brukes til varmeformål eller til energitilførsel i kraftproduksjon ved høye temperaturer.

- **Biobrensel**

Biobrensel er en fellesbetegnelse for drivstoff, varme og elektrisitet dannet ved omforming av planterester, ved og annet organisk materiale. Det kan enten «gassifiseres» gjennom spalting ved høye temperaturer med liten tilgang på oksygen, eller organisk materiale brytes ned av ulike mikroorganismer til metan og CO<sub>2</sub>. Biobrensel kan også produseres i flytende form, og kan brukes til transportformål som for eksempel biodiesel. Andre eksempler på biobrensel er pellets, bioetanol, bioolje fra dyr og planter og metangass.

- **Torv**

Torv dannes typisk i myrområder, der planter som dør ikke gjennomgår en fullstendig nedbrytningsprosess på grunn av mangel på oksygen. Ettersom det tar lang tid å omdanne biomasse til torv er det ikke alltid torv blir omtalt som fornybar energi. Sverige har likevel valgt å la torv inngå i sertifikatsystemet hvis det brukes som brensel i kraftvarmeanlegg, til forskjell fra Norge.

- **Bølgeenergi**

For å omdanne bølgekraften til energi må det brukes et svingesystem som vekselvirker med bølgene. Systemet består av en hul søyle som senkes ned i vannet slik at man får en luftlomme øverst. Når bølgene får vannet til å stige og synke inne i søylen, skaper det



trykkvekslinger fra luften som i sin tur kan drive en spesiallaget turbin. Ved hjelp av en generator kan denne energien konverteres til elektrisitet.

- **Småskala vannkraftverk**

Småskala vannkraftverk består av vannkraftverk med samlet installert effekt på opp til 1500 kW per produksjonsenhet. Disse kan igjen deles opp i mikro- mini- og småkraftverk der de har installert en effekt på maksimalt henholdsvis 100 kW, 100-1000 kW, eller 1-10 MW. Til forskjell fra storskala vannkraftverk har ikke småkraftverk den samme muligheten til å lagre kapasitet. De har typisk store vannmengder med liten fallhøyde, og de fleste av dem ligger i lavlandet. Dette gir høy kraftproduksjon ved flomperioder eller når det er mye nedbør, men lav produksjon ellers. Kraften produseres når vannet renner gjennom en turbin som er festet til en generator som produserer strøm.

## **2.4 Hvorfor støtte fornybar kraft?**

### **2.4.1 Fornybardirektivet**

EUs Fornybardirektiv II 2009/28/EC har som formål å gi økt investering i produksjon av fornybar energi og teknologi. I tillegg fokuseres det på å gi nye arbeidsplasser regionalt, og sikre bærekraftigheten slik at EU og EØS-landene på sikt blir mindre avhengig av import av olje og gass og kan redusere CO<sub>2</sub>-utslippene. I 2008 ble omlag 50 % av energibruken i Europa dekket av import av olje og gass. Dette behovet har vært økende opp gjennom årene. Derfor er dette et ønske om å bli mer selvforsynt og mindre avhengig av import, ikke minst fra land med ustabile politiske regimer. Direktivet ble endelig vedtatt 23. april 2009 der det ble fastsatt at 20 % av den totale energibruken i EU skal komme fra fornybar energi, og drivhusgasser skal reduseres med 20 % i forhold til 1990-nivå innen 2020<sup>8</sup> (det såkalte 20-20-20<sup>9</sup> målet). I 2005 var andelen fornybar energibruk på 8,5 % i hele EU.

Økningen av kraft fra fornybare kilder skal oppnås ved at hvert land får fastsatt individuelle krav for å dekke sin fornybarandel. Norge har en forholdsvis høy fornybarandel i forhold til resten av Europa, noe som skyldes våre omfattende vannkraftressurser. Dette har igjen vært forutsetningen for at vi i Norge har en kraftintensiv industri, og at elektrisitet i stor grad brukes til oppvarming. Når hvert lands forpliktelse regnes ut, settes det høyest krav til de

---

<sup>8</sup>Bøeng (april 2010) *Konsekvensene for Norge av EUs fornybardirektiv*.

<sup>9</sup> [http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm)

landene som har høyest BNP per innbygger. Videre reduseres kravene til de land som har utvidet en betydelig andel innen fornybar energi i perioden 2001-2005 fordi dette vil medføre redusert potensial fremover. Siden Norge ikke er med i EU, vil målet for Norge ikke gå inn i beregningen av de 20 % EU skal øke produksjonen med. Det var ennå ikke avgjort hvordan direktivet skulle implementere EØS-land under planleggingen av det felles sertifikatmarkedet med Sverige. Vi kunne likevel forvente at Norge ville få relativt høye forpliktelser ut fra hvordan andre land sin fornybarandel ble beregnet, slik at et elsertifikatmarked (eller et annet støttesystem for grønn kraft) ville være nødvendig for å oppnå kravene som ville bli stilt. Fornybarandelen<sup>10</sup> til et land beregnes slik:

$$\text{Fornybarandelen} = \frac{\text{Produksjon av fornybar el og forbruk av annen fornybar energi}}{\text{Forbruk av fornybar el og forbruk av annen fornybar energi} + \text{Forbruk av ikke-fornybar el og annen energi (fossil)}}$$

Forpliktelsen til Norge ble fastsatt 19. desember 2011, da EØS-komiteen innlemmet Fornybardirektivet i EØS-avtalen. Innen 2020 skal Norge sin fornybarandel ligge på 67,5 %, som er det høyeste kravet blant alle medlemslandene i EU/EØS<sup>11</sup>. Norge sitt krav er såpass høyt blant annet fordi Norge har et høyt BNP nivå, og fordi alle land skal bidra med like stor relativ økning på tross av allerede høy fornybarandel. I Norge er ikke offshoresektoren inkludert i beregningen. Der brukes omtrent 100 TWh fossil energi årlig, som gir klimagassutslipp som ligger tre ganger høyere enn verdensgjennomsnittet. Disse forholdene taler for at Norge bør øke fornybarandelen gjennom blant annet å konvertere til å bruke mer grønn kraft i denne sektoren. Sverige sin fornybarandel skal være på 49 % innen 2020. Sverige fikk redusert kravet til fornybarandelen noe på grunn av en stor økning av fornybarandelen i perioden 2001 til 2005<sup>12</sup>.

## 2.4.2 Forsyningsikkerhet

I tillegg til fornybardirektivet har Norge som overordnet mål<sup>13</sup> å oppnå samfunnsøkonomisk effektivitet i kraftmarkedet, noe som er kjennetegnet ved at det samfunnsøkonomiske overskuddet av konsum og produksjon er størst mulig. Generelt skal det ved produksjon ikke brukes mer ressurser enn nødvendig for å produsere en gitt mengde varer og tjenester. I den

<sup>10</sup> Zero (2009) *Norge, fornybardirektivet og grønne sertifikatforhandlinger*.

<sup>11</sup> EU-delegasjonen (2011) *Fornybardirektivet en del av EØS avtalen*.

<sup>12</sup> Zero (2009) *Norge, fornybardirektivet og grønne sertifikatforhandlinger*.

<sup>13</sup> OED (2012) *Energiutredningen- verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø*.

samfunnsøkonomisk effektive fordelingen skal det ikke være mulig å øke noen konsumenters velferd ved reallokering av ressurser, uten at andre konsumenter får mindre velferd<sup>14</sup>. Dette velferdsnivået kan ikke måles direkte, men kan forklares som den marginale betalingsvilligheten for kraft fratrukket kostnadene for kraft og de ulempene miljøinngrep medfører. Et utledet mål for å oppnå den samfunnsøkonomiske optimale løsningen vil være forsyningssikkerhet sammen med kraftpriser og kostnader. «Forsyningssikkerhet er energiforsyningens evne til å dekke forbrukernes etterspørsel etter energi uten vesentlige avbrudd eller begrensninger» (OED: NOU (2012:9)).

På lang sikt vil det være optimal tilpassing i produksjon, nettverkskapasitet og lagring av kraft som sikrer en stabil og sikker forsyning av kraft. På kort sikt vil forsyningssikkerheten også inkludere risiko for avbrudd på grunn av uforutsette hendelser under driftstimen. Kraftig utbygging av ny fornybar kraft vil ha liten hensikt dersom ikke kraftnettets overføringskapasitet utvides så det tåler den økte produksjonen. Å øke andelen ny fornybar kraft kan bidra til økt forsyningssikkerhet på lang sikt siden en antar at konsumet kommer til å være høyere enn det den eksisterende (vann)kraftforsyningen har kapasitet til å dekke. Å satse på nye fornybare kraftkilder gir læringseffekter, økt effektivitet og mulighet til å satse på storskala produksjon i tiden fremover, men det vil innebære økte kostnader. Det antas at samfunnets verdi av sikker strømforsyning er større enn betalingsviljen for hver enkelt forbruker summert<sup>15</sup>. Forsyningssikkerheten i Norge skiller seg fra forsyningssikkerhet i Europa. I Europa handler det om at en vil redusere importavhengigheten av olje, kull og gass (mens i Norge nettoeksporten av kraft nær null i et normalår). Det medfører utfordringer i form av mer sårbarhet for variasjoner i vær og vind, samt kraft fra vind og solenergi som er vanskelig å regulere.

### 2.4.3 Samfunnets velferd

Samfunnets velferd, eller det samfunnsøkonomiske overskuddet, er størst når produsent- og konsumentoverskuddet er maksimert. *Konsumentoverskuddet* er nytteoverskuddet til konsumentene. Det beregnes ved å ta differansen mellom konsumentenes marginale betalingsvillighet for en vare eller tjeneste (i vårt tilfelle kraft), og trekke fra prisen de betaler. Økte priser gir derfor lavere konsumentoverskudd.

---

<sup>14</sup> Såkalt Pareto-effektivitet.

<sup>15</sup> OED (2012) *Energiutredningen- verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*.

*Produsentoverskuddet* er differansen mellom produsentenes inntekt og kostnad. Når kostnaden ved å produsere øker, reduseres produsentoverskuddet. Dette vil være forskjellig for produsenter av grønn og svart kraft på grunn av ulike grensekostnader. Når et elsertifikatmarked innføres, vil produsenter av grønn kraft få økt produsentoverskudd ved at sertifikatprisen øker inntekten av produksjonen og dermed vil mer grønn kraft tilbys. Produsenter av svart kraft vil få redusert produsentoverskudd, fordi engrosprisen går ned og dermed vil også fortjenesten gå ned. Endringen i samfunnets velferd beregnes ved å summere konsument- og produsentoverskuddet fra grønn og svart kraftproduksjon før og etter innføringen av elsertifikater. Dersom det samfunnsøkonomiske overskuddet går ned, vil det gi velferdstap (sett bort fra andre mål som for eksempel økt forsyningssikkerhet, økt kunnskap og andre miljøgevinster). Hvorvidt det medfører et velferdstap avhenger av om nedgangen i produsentoverskuddet til svarte produsenter overstiger økningen i produsentoverskuddet til grønne produsenter, og i hvilken retning konsumentoverskuddet vil gå.

### **2.4.4 Markedssvikt**

I et marked med fri konkurranse der det ikke finnes noen form for markedssvikt, vil vi ifølge økonomisk teori oppnå den optimale tilpasningen uten statlige inngrep. Grensekostnaden til produksjon vil være lik den marginale betalingsvilligheten til konsumentene og det vil fastsette prisen. Konsument- og produsentoverskuddet vil være maksimert. Når den reelle kostnaden ikke reflekteres av de privatøkonomiske kostnadene, vil det oppstå en markedssvikt. Det kan enten være på grunn av positive/negative eksternaliteter eller ved kollektive goder. En eksternalitet er en utilsiktet positiv/negativ virkning ved konsum eller produksjon som påvirker andre produsenter eller konsumenter, som ikke blir kompensert/må kompensere for det. En negativ eksternalitet kan typisk være utslipp av CO<sub>2</sub> som bidrar til klimaendringer. Aktøren vil ikke ta hensyn til den totale kostnaden han påfører samfunnet gjennom de forurensende utslippene sine. Dette vil medføre at markedstilpasningen vil bygge på en for lav privat grensekostnad og generere en høyere produksjon enn hva som er optimalt for samfunnet. Positive eksternaliteter kan være forskning og utvikling (FoU) som gir spillover effekter gjennom hevet kompetansenivå hos andre enn produsenten. Økt nettkapasitet og mer stabil tilgang på kraft og dermed også elsertifikater, svekker mulighet for utnyttelse av markedsmakt på tilbudssiden.

I motsetning til et *privat gode* er et *kollektivt gode* noe markedet ikke selv etablerer et marked for. Det karakteriseres ved å være ikke-ekskluderende og ikke-rivaliserende. Private aktører

kan ikke tjene penger på et slikt gode, fordi det ikke er mulig å ta betalt for å bruke godet uten å få med «gratispassasjerer». Forsyningssikkerhet kan være et eksempel på et kollektivt gode. Alle i landet drar nytte av forsyningssikkerheten og ingen kan utestenges fra den når den er til stede. Ingen private aktører ønsker å bidra til å øke forsyningssikkerheten ved å produsere mer kraft eller bygge ut nettet uten å bli kompensert for det. Derfor går staten inn og benytter ulike virkemidler for å rette opp i disse formene for markedssvikt.

I et sertifikatmarked der det allerede finnes produksjon som karakteriseres som grønn *før* innføringen av sertifikater, vil det gis støtte til en del av produksjonen som allerede er lønnsom uten sertifikatene. Dette kan ses på som et gratispassasjerproblem, og vil føre med seg et samfunnsøkonomisk tap, og er en svakhet ved systemet.

## **2.5 Støtteordninger for fornybar kraft i Europa**

Vi skal nå se på hvilke andre land som har erfaringer med elsertifikater, samt alternative virkemidler som kan tas i bruk for å oppnå økt fornybarandel i et land.

### **2.5.1 Elsertifikater i andre land**

Nederland var det første landet i verden som tok i bruk elsertifikater som virkemiddel for å øke produksjon av fornybar kraft. Sertifikatene ble kalt ”green labels” og ble innført av den nederlandske energiindustrien. Leverandørene ble tildelt en kvote for hvor mye fornybar kraft de måtte ha sertifikater for innen 2020. Kvoten ble satt basert på hver leverandørs salgsvolum. Én ”green label” ble tildelt leverandøren for hver 10 000 kWh fornybar kraft som ble tilført til overføringsnettet<sup>16</sup>. Danmark og Sverige innførte begge hvert sitt elsertifikatsystem i 2003. Vi skal gå nærmere inn på hvordan systemet er utformet i Sverige i kapittel 3. Storbritannia innførte i 2002 ”renewable obligation certificates” (forkortet ROC) som er grønne sertifikater som tildeles berettigede produsenter av fornybar kraft. I Storbritannia er ikke ROCs tildelt ut fra prinsippet om teknologinøytralitet slik som i det svenske systemet. Offshore vindkraft blir for eksempel tildelt 2 ROCs per MWh produsert, mens vindkraft på land kun mottar 1 ROC for samme mengde kraft. Leverandørene er pålagt å kjøpe en gitt andel ROCs i forhold til mengden kraft de tilbyr kundene<sup>17</sup>. Ingen erfaringer er tidligere blitt gjort fra et felles sertifikatmarked mellom to eller flere land. Norge og Sverige vil ved inngåelse av et felles

---

<sup>16</sup> Enger (2011) *Elsertifikater i det norske energimarkedet- En teoretisk tilnærming med analyse av et felles svensk-norsk elsertifikatmarked.*

<sup>17</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Renewables\\_Obligation](http://en.wikipedia.org/wiki/Renewables_Obligation)

marked skaffe erfaringer fra et slikt samarbeid, som kan bidra til at andre europeiske land vil ønske å slutte seg til markedet dersom det fungerer godt. Flere potensielle gevinster kan oppnås ved at markedet utvides. Dette kan blant annet være mindre problemer med likviditet og prisvolatilitet, mer kostnadseffektivt, samt mindre sjanse til å utøve markedsrett.

### **2.5.2 Alternative støtteordninger for å fremme fornybar kraft i Europa**

Andre europeiske land har tatt i bruk ulike virkemidler for å fremme ny fornybar kraft.

Eksempler på slike virkemidler kan være:

- Subsidiar til investering i fornybar kraftproduksjon eller energieffektiviseringstiltak.
- Skatter og avgifter pålagt ordinær kraftproduksjon.
- Bidrag til teknologiutvikling, for eksempel gjennom støtte til forskning og utdanning, strategiske offentlige innkjøp eller teknologikonkurranser.
- Krav om standarder og merking, som for eksempel byggeforskrifter, og krav til energiforbruk for produksjonsutstyr.
- Myndigheter og bedrifter går sammen om å utvikle teknologi eller energieffektiviseringstiltak.

I Norge ble det gitt direkte støtte fra staten gjennom investeringstilskudd i nye anlegg for fornybar kraftproduksjon før elsertifikatsystemet trådte i kraft. I Norge ble støtten bevilget av statseide Enova<sup>18</sup>. Støtten var begrunnet i å gi mulighet til å komme i gang med nye pilotprosjekter, for å kunne øke produksjon av ren energi raskt (dersom teknologien allerede er moden). Baktanken var å gjøre norske fornybare produsenter mer konkurransedyktige internasjonalt.

Subsidiar vil ikke virke like stimulerende som elsertifikater fordi de gir mindre forutsigbarhet for fremtidig støtte. Til gjengjeld vil subsidiar gi mer stabil støtte på kort sikt siden subsidiar ikke avhenger av produksjonsnivået, som ofte svinger i takt med værforholdene. Subsidiar bidrar til lavere interesse for å investere i nye prosjekter enn et system med elsertifikater. Subsidiar gis gjennom offentlig vurdering av prosjekter. Det kreves dermed en viss størrelse på prosjektet for at det skal lønne seg i forhold til ressursene som må til saksbehandling og til

---

<sup>18</sup> I 2010 ble Enova bevilget 25 mrd i grunnfond for fornybar energi. (Zero.no)

selve søknadsprosessen. Det vil heller ikke sikre kostnadseffektivitet på samme måte som elsertifikater.

Andre land har valgt å ta i bruk *feed-in-tariffer*<sup>19</sup> (FIT). FIT er en form for støtteordning der produsenter av fornybar energi mottar en fast tariff per kWh som de selv produserer. Tariffen finansieres av tilbyderne av kraft, som igjen legger den ekstra avgiften over på forbrukerne. FIT brukes blant annet i Tyskland, Storbritannia og Spania, og har bidratt til mye ny fornybar kraft siden oppstarten<sup>20</sup>. I Storbritannia har de altså en kombinasjon av ROC og FIT. FIT i Storbritannia er ment for å stimulere til at bedrifter, organisasjoner og privatpersoner som tradisjonelt ikke har generert kraft skal benytte seg av småskala (under 5 MW) lavkarbon kraftgenerering til lokalsamfunnet.

Fordelen med FIT er at de fastsatte tariffene gir forutsigbar støtte til produsenter av grønn kraft, slik at støtten reduserer risikoen rundt investeringen. Til forskjell fra elsertifikatsystemet (med unntak av i Storbritannia) er den teknologispesifikk. Det innebærer at det blir gitt ulik støtte til de forskjellige teknologiene. FIT blir kalt for *kompensasjonsregulering* fordi myndighetene bestemmer støttenivået og produsentene bestemmer mengden. Grønne sertifikater er *markedsregulert*, og gir derfor svingninger i sertifikatprisen, men sikrer at en viss andel av konsumet kommer fra ny fornybar kraft. Fordelen med elsertifikat-ordningen er at den sikrer at de mest kostnadseffektive prosjektene bygges ut først (dersom den er teknologispesifikk). Hvordan systemet er utformet vil spille en større rolle i forhold til måloppnåelse, enn å måtte velge mellom kompensasjonsregulering eller markedsregulering.

### 2.5.3 CO<sub>2</sub>-kvoter og elsertifikater

Ett av målene i EUs Fornybardirektiv II 2009/28/EC er som nevnt å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene med 20 % i forhold til 1990 nivå innen 2020. Norge er gjennom Kyoto-protokollen forpliktet til å begrense utslipp til 1 % over 1990-nivå ut 2012. Satsing på fornybar energi vil ikke alene automatisk redusere utslippene, derfor kreves det egne virkemidler for å få dette til. Siden 2008 har Norge vært en del av EUs kvotehandelssystem, slik at kvoter tildelt av nasjonale myndigheter også vil være gyldige i Norge. Fra 1. januar samme år ble det norske kvotesystemet utvidet til å omfatte nesten 40 % av Norges utslipp, og det gjelder

---

<sup>19</sup> <http://www.fitariffs.co.uk/FITs/>

<sup>20</sup> Kolbeinstveit (2009) *Grønne sertifikater- Et norsk perspektiv på saken om et pliktig elsertifikatmarked mellom Sverige og Norge.*

hovedsakelig utslipp gjennom produksjon (med visse unntak). Myndighetene fastsetter den totale mengden klimagasser de angitte virksomhetene skal tillates å slippe ut i en gitt periode. Det er viktig at denne mengden er lavere enn forventet mengde utslipp, for at det skal gi reduksjon. En kvote tilsvarer ett tonn CO<sub>2</sub> utslipp. Kvoteene kan enten auksjoneres bort, eller deles ut gratis av myndighetene<sup>21</sup>. Prisen på en kvote bestemmes da av markedet og vil gjenspeile grensekostnaden av å redusere utslipp. En forurensende aktør vil kjøpe kvoter så lenge det er billigere enn å rense/reducere utslipp, og rense så lenge det er rimeligere enn å kjøpe kvoter. Prisen vil påvirkes av kvotenivået som deles ut, til hvilken kostnad produsenter kan redusere utslipp, samt av prisen på verdens råvare- og drivstoffmarkeder. I et internasjonalt kvotemarked vil en anta at kvoteprisen, på samme måte som sertifikatprisen, vil være lavere enn i et nasjonalt marked, fordi en drar nytte av at enkelte land kan redusere utslipp til en lavere grensekostnad enn andre.

Et elsertifikatmarked kan øke andelen fornybar kraft, og dermed også redusere andelen som kommer fra ikke-fossile energikilder, fordi grønn kraft mottar en «subsidie» samtidig som all annen kraft må betale en avgift. Redusert tilbud av svart kraft kombinert med økt tilbud av fornybar kraft, kan redusere etterspørselen etter CO<sub>2</sub>-kvoter og kan bidra til at kvoteprisen vil gå ned. Den totale utslippsmengden vil være satt av myndighetene og vil derfor ikke påvirkes. Et mulig utfall kan derimot være at distribusjonen mellom ulike utslippskilder endres. En simulering gjennom en statisk modell for det tyske kraftmarkedet utført av Böhringer og Rosendal (2009), viser at en elsertifikatordning i kombinasjon med et kvotemarked vil gi økt produksjon av kullkraft og redusert produksjon av gasskraft. Kullkraftverk slipper ut mer CO<sub>2</sub> og har høyere kostnader forbundet med kvotekjøp enn gasskraftverk. Kullkraftverk vil oppleve å få redusert produksjonskostnadene relativt mer enn gasskraftverk når kvoteprisen går ned. Dermed vil den utslippsintensive energikilden kullkraft bli mer konkurransedyktig (men det totale utslippsnivået endres fortsatt ikke). Økt fornybar kraftproduksjon eller redusert strømforbruk vil altså ikke påvirke den totale mengden CO<sub>2</sub>-utslipp i Europa, det vil heller medvirke til å vri distribusjonen mellom ulike utslippskilder. Dette er en generell effekt av et sertifikatmarked i kombinasjon med et CO<sub>2</sub> kvotemarked. Fra fastlands-Norge vil imidlertid CO<sub>2</sub>-utlippene være minimale sett i et europeisk perspektiv, slik at en reduksjon av utslippene i Norge ikke vil ha mulighet til å påvirke kvoteprisen eller distribusjonen fra ulike utslippskilder innenfor EU.

---

<sup>21</sup> <http://www.klif.no/no/Sporsmal-og-svar/Klima-og-ozon/CO2-kvoter/>



### 3 Et svensk-norsk elsertifikatmarked

Vi skal nå se på hvilke erfaringer Sverige har hatt med elsertifikatsystemet i et nasjonalt marked. Det vil bli forklart hvem som har rett til å motta elsertifikater, og hvor lenge de har krav på sertifikatene. Vi skal se på hvordan kvotene har blitt utformet i Sverige, i hvor stor grad systemet har ført til at utbygging av ny fornybar kraft og hvordan sertifikatprisen har utviklet seg. Videre vil det drøftes hva som må tas hensyn til ved utformingen av et norsk elsertifikatsystem i et felles marked med Sverige. Herunder inngår valg av systemets livslengde, ambisjonsnivå og valget mellom et TWh-mål og et prosentandelsmål. Det vil bli forklart hvordan det nordiske kraftmarkedet fungerer, samt hvordan systemprisen og sluttbrukerprisen i Sverige har utviklet seg de senere årene. Til slutt blir det begrunnet hvorfor Norge har valgt å inngå et felles marked med Sverige.

#### 3.1 Erfaringer fra sertifikatmarkedet i Sverige

Sverige innførte 1. mai 2003 et nasjonalt elsertifikatsystem med formål om å øke mengden ny fornybar energi produsert innenlands fram til 2010. Fra 1. januar 2012 og fram til 1. april 2036, skal Norge og Sverige ha et felles marked for grønne sertifikater. Målet er at det skal gi 26,4 TWh ny kraftproduksjon basert på fornybare energikilder i 2020, fordelt likt mellom de to landene. For å sikre at hvert land *finansierer* sertifikater som representerer en produksjon på 13,2 TWh i 2020, fastsettes det kvoter. Hvordan produksjonen faktisk fordeler seg mellom landene vil avhenge av konsesjonspolitikken, utbyggingskostnader, kapasiteten til overføringsnett, kostnader til nettilknytning og fremtidige forventninger til priser.

For at det skal dannes etterspørsel etter elsertifikater, må kvoten for hvert år ganges med antall MWh beregningsrelevant mengde for å angi hvor mange sertifikater den sertifikatpliktige må kjøpe. Beregningsrelevant mengde er det forbruket av elektrisk energi som de sertifikatpliktige må inneha elsertifikat for. Eksempler på leveranser som ikke er beregningsrelevante er elektrisk energi levert til bruk i energiintensive foretak i treforedlingsindustrien og til bruk i kjemisk produksjon, elektrolyse, metallurgiske og mineralogiske prosesser<sup>22</sup>. Målet til Sverige var ved innførelsen av systemet å øke produksjonen med 25 TWh fra 2002-nivå fram til 2020.

---

<sup>22</sup> Energimyndigheten (2011). *Elcertifikatsystemet 2011*.

I Sverige er de kvotepliktige ifølge loven:

- Strømleverandører som leverer elektrisitet til strømforbrukere.
- Strømforbrukere som bruker elektrisitet som de selv har produsert, importert eller kjøpt på den nordiske elektrisitetsbørsen.
- Strømintensiv industri.

Elsertifikatene er elektroniske og oppbevares av både kvotepliktige og produsenter i en konto i Svenske Kraftnäts elektroniske kontoføringsregister Cesar. 31. mars hvert år må alle ha sikret seg at de har riktig antall sertifikater på kontoen i forhold til kvoteplikten, før annullering skjer 1. april. Ved manglende sertifikater blir en pålagt en kvotepliktsavgift som baseres på mengden manglende sertifikat og går opp til 150 % av prisen på ett elsertifikat ett år tilbake i tid, fra 1. april. For å få tildelt sertifikater, må anlegget bli godkjent av Energimyndigheten i Sverige. De fornybare energikildene som har rett til å få tildelt elsertifikater i Sverige er vindkraft, solenergi, geotermisk energi, biobrensel, bølgeenergi, småskala vannkraftverk som produserer maks 1500 kW, gjenopptatt drift i nedlagte vannkraftverk, økt produksjon i eksisterende vannkraftverk, og ny vannkraft. Fra 1. april 2004 kunne også strøm produsert fra torv i kraftvarmeverk få tildelt elsertifikater i Sverige. Det er satt begrensninger på tildelingen av grønne sertifikater, slik at forbrukerne ikke blir med på å betale for produksjon som allerede er lønnsom<sup>23</sup>. Det dannes overskudd av elsertifikater dersom produksjonen er høyere enn etterspørselen. Overskuddet er med på å gi bedre likviditet i markedet, og kan brukes til å kompensere for manglende produksjon i år med mindre nedbør, vindtilgang og høye temperaturer. Det er lagt opp til at det vil dannes et overskudd av sertifikater tidlig i systemet, mens det vil være mangel på sertifikater ved systemets slutt når anlegg begynner å fases ut<sup>24</sup>. Uten et overskudd av sertifikater kunne en risikert at noen produsenter holdt igjen sertifikater i påvente om høyere pris. På den måten ville vi fått store prissvingninger som ville skapt usikkerhet i markedet.

### 3.1.1 Begrenset tildeling av elsertifikater i Sverige

I Sverige vil anlegg som ble satt i drift før 1. mai 2003 og er berettiget til å motta elsertifikater, maksimalt kunne motta elsertifikater fram til utgangen av 2012. Derfor vil Sverige få størst utfasing av anlegg i 2012. Anlegg satt i drift før 1. mai 2003 som fikk statlig støtte til investering eller ombygging av anlegget, har rett på sertifikater ut år 2014. Anlegg

<sup>23</sup> Energimyndigheten (2009) *Om Elcertifikatsystemet*

<sup>24</sup> Energimyndigheten (2011). *Elcertifikatsystemet 2011*.

satt i drift etter 1. mai 2003 har maksimalt krav på elsertifikater i 15 år, der 2035 er siste året det er mulig å motta sertifikater. Energimyndigheten (2011) har beregnet hvor mye installert kraft som vil fases ut hvert år framover. Beregningen har tatt utgangspunkt i årgjennomsnittet til anleggenes elsertifikatberettigede produksjon i 2009 og 2010. Endringer i driftsforhold kan derfor gjøre at mengden sertifikatberettiget kraft som fases ut skiller seg fra beregningene.

**Tabell 1: Utfasing av kraftproduksjon år 2012-2025<sup>25</sup>.**

	2012	2014	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Totalt
Vind [GWh]	195	461	64	116	107	117	580	512	786	623	3 562
Vatten [GWh]	1 938	11	8	41	100	67	237	44	76	31	2 554
Bio [GWh]	9 089	1 049	-	51	176	523	87	91	917	197	12 180
Sol [GWh]	0,003	-	-	-	-	0,012	-	0,094	0,089	0,133	0,330
<b>Totalt [GWh]</b>	<b>11 223</b>	<b>1 521</b>	<b>72</b>	<b>208</b>	<b>383</b>	<b>708</b>	<b>904</b>	<b>648</b>	<b>1 779</b>	<b>852</b>	<b>18 297</b>

1 TWh= 1000 GWh.

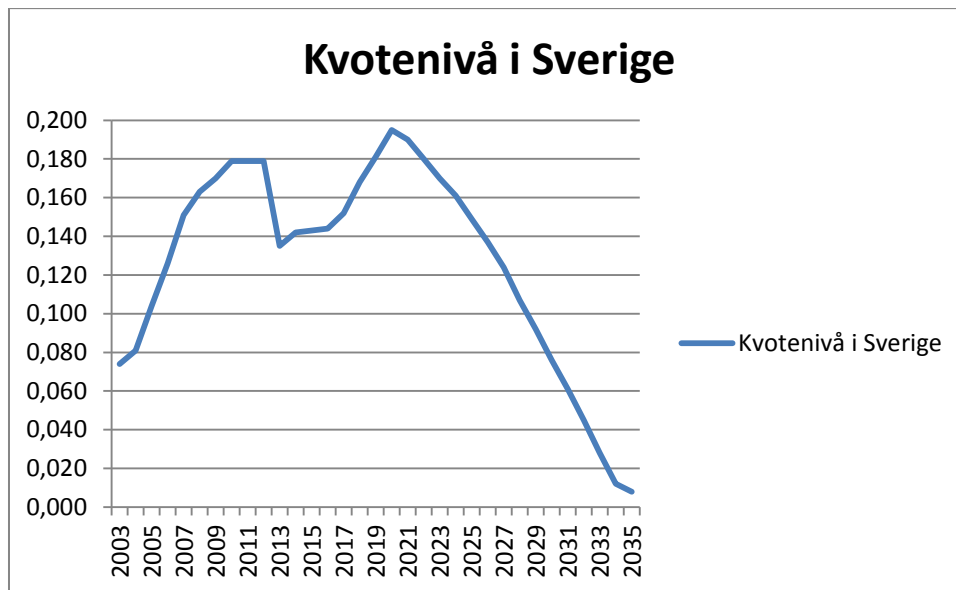
Fra tabell 1 ser vi at det anslås at 1,12 TWh fases ut av systemet i 2012. Mesteparten kommer fra biokraftverk. I 2014 mister produksjon tilsvarende 0,15 TWh rett til elsertifikater. Fra år 2018 ser vi at det kun er en liten del av produksjonen som fases ut årlig. I 2035 avvikles sertifikatsystemet, og alle installerte anlegg vil miste sin rett til elsertifikater. Innen den tid har utviklingen forhåpentligvis gjort at produksjonen forblir lønnsom selv uten støtte fra elsertifikater.

### 3.1.2 Kvotenivå i Sverige

Kvotene i Sverige ble satt i den hensikt å øke produksjonen av ny fornybar energi med 25 TWh fra 2002 til 2020. I 2010 ble det vedtatt i regjeringen at kvotene skulle endres fra 2013 og fram mot 2035 for å oppnå den ønskede økningen i produksjonen. I figur 2 vises kvotenivået i Sverige fra 2003 fram til 2035. Som forklart i avsnitt 3.1.1 skyldes nedgangen i kvotenivået fra 2011 til 2012 at anlegg begynner å fases ut. Fra 2013 øker kvotene suksessivt til de når det høyeste nivået i 2020 på 19,5 % av det totale konsumet (0,195), der det er tatt hensyn til at noe av produksjonen fases ut hvert år, spesielt i 2014. Ved utgangen av 2011 hadde produksjonen økt med 11,8 TWh fra 2002 nivået. Kvotene er utformet for å øke produksjonen med 13,2 TWh innen 2020, slik at Sverige når målet om en økning på totalt 25

<sup>25</sup> Energimyndigheten (2011). *Elcertifikatsystemet 2011*.

TWh mellom 2002 og 2020. Fra 2020 og til systemets slutt sier prognosen til Energimyndigheten (2011) at den fornybare kraften årlig skal ligge på 25 TWh.



Figur 2: Kvotenivå i Sverige fra 2003-2035<sup>26</sup>.

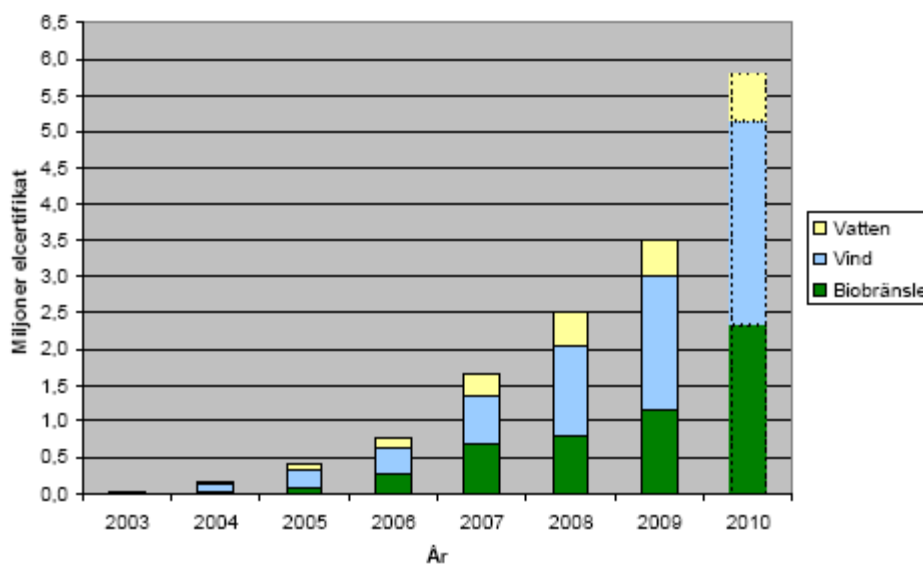
I perioden før innføringen av sertifikatene, holdt mange kraftprodusenter igjen sine investeringer i nye anlegg i påvente av det nye systemet. Dermed ble det en kraftigere økning i tilbud av fornybar energi enn forventet som førte til at kvoten var blitt satt for lavt i forhold til mengden sertifikater som ble utstedt. I tillegg var det mange varmekraftanlegg som tidligere drev med fossilt brensel som raskt kunne skifte til biobrensel for å få sertifikatberettiget produksjon. I Sverige er det dermed blitt bygget opp et overskudd av elsertifikater ved at antall sertifikater tilbudt overstiger antall annullert, spesielt fra 2003 til 2005. Overskuddet av elsertifikater påvirkes i hovedsak av to forhold. Enten så blir ikke den fornybare produksjonen eller kvoteplikten lik prognosen, eller så skaper markedet et overskudd<sup>27</sup>. Sverige planlegger å redusere det tidligere overskuddet til cirka 15-20 % av etterspørselen i Sverige ved å øke kvotene sterkt i perioden 2013-2014. Målet er ikke å få overskuddet helt ned i null, ettersom markedet behøver et visst overskudd av elsertifikater for å balansere tilbud og etterspørsel i elsertifikatsystemet. Fra år 2021 senkes kvotenivået gradvis i forhold til produksjon som fases ut, slik at en ender opp med null elsertifikater ved systemets slutt.

<sup>26</sup> Energimyndigheten (2009) *Om Elsertifikatsystemet*

<sup>27</sup> Hansson & Øydgaard (2010). *Hva er konsekvensene for kraftmarkedet i Norge ved innføring av et marked for grønne sertifikater?*

Elsertifikatsystemet skal avsluttes i 2035 (siste annullering skjer i april 2036). Det lange tidsperspektivet er satt for å sikre at investeringer blir lønnsomme ved at etterspørselen etter elsertifikater vil eksistere i en stor nok grad helt frem til periodens ende. Det ble i 2005 foreslått av Energimyndigheten i Sverige å innføre et system uten sluttdato, der kvotene skulle holdes på samme nivå over lengre tid. Tanken var at systemet skulle bli selvavviklende på det tidspunkt der kostnadene for fornybar energi og “vanlig” energi nådde samme nivå. Sertifikatprisen ville i teorien gått mot null når produksjon av fornybar energi ble like rimelig som annen energi ved at teknologien hadde utviklet seg og disse kunne konkurrere på lik linje. Et argument mot dette er at det er en risiko for at ett av landene trekker seg ut før systemet er faset ut, slik at det påvirker etterspørselen og prisingen for det gjenværende landet. Det samme gjelder dersom ett av landene endrer kvotene sine underveis.

### 3.1.3 Fornybar kraftproduksjon i Sverige



**Figur 3: Kraftproduksjon fra nye anlegg i Sverige i perioden 2003 til 2009 samt estimert produksjon i 2010 fra nye anlegg som bygges i år 2009<sup>28</sup>.**

Etttersom Sverige har hatt elsertifikatsystemet siden 2003, kan det være interessant å se hvordan sertifikatberettiget fornybar kraft har økt utbyggingen fram til i dag. Vi ser av figur 3 at det siden 2003 har skjedd en utbygging av alle de tre største nye fornybarkildene bio-, vind- og vannkraft. Den vertikale aksene viser hvor mange millioner elsertifikat som har blitt utstedt, mens den horisontale aksene viser årstall. Elsertifikatsystemet er konstruert slik at de mest kostnadseffektive prosjektene vil bygges ut først. Det førte til at i løpet av de første årene ble

<sup>28</sup> Kilde: Statens energimyndighet (2010). *Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elcertifikatpriser.*

det lagt om fra fossilt brensel til biobrensel i allerede eksisterende kraftvarmeverk, og produksjonen økte. Dette var en billig måte å gjøre produksjonen grønn og samtidig lønnsom på, gjennom å få tildelt elsertifikater. Etter hvert ble denne kapasiteten fullt utnyttet, og det førte til at nye kraftvarmeverk og vindkraftverk ble bygget ut i større skala. Etter hvert ble også vannkraftverk bygget ut. Produksjonen i år 2010 er estimert ut fra bidrag fra nye anlegg. Ifølge Svenske Energimyndigheten (2011) ble det produsert 18 TWh fornybar energi og 350 nye produksjonsanlegg ble opprettet i 2010. Det er en økning på 11,5 TWh siden oppstarten i 2003, og en god vei mot målet om å øke produksjonen med 25 TWh innen 2020.

**Tabell 2: Kraftproduksjon fra ulike kilder i Sverige fra 2003 til 2010.**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Elproduksjon - fornybar og torv [MWh]</b>	5 637 559	11 048 438	11 298 378	12 156 855	13 255 913	15 036 828	15 569 665	18 052 536
Vatten	963 637	1 968 325	1 799 446	2 018 577	2 195 320	2 607 348	2 441 624	2 611 044
Vind	455 642	864 546	939 125	988 340	1 431 644	1 995 846	2 490 409	3 485 933
Biobränsle	4 218 276	7 670 770	7 925 790	8 593 538	9 049 308	9 599 311	9 765 983	11 162 850
Torv	-	544 791	634 012	556 380	579 622	834 194	871 437	792 434
Sol	4	6	5	20	19	129	212	275

I tabell 2 ser vi hvordan Sveriges grønne kraftproduksjon har økt over tid. Det meste av bidraget har kommet fra biobrensel, deretter vind- og vannkraft. Torv utgjorde i 2010 under 1 TWh av produksjonen, mens kraft fra sol er nærmest neglisjerbar.

### 3.1.4 Sertifikatprisutvikling i Sverige



**Figur 4: Middelpris på elsertifikater ved spothandel i Sverige i SEK/MWh fra 2003 til 2010.<sup>29</sup>**

<sup>29</sup> Energimyndigheten (2011). *Elcertifikatsystemet 2011*.

I figur 4 ser vi hvordan sertifikatprisen har utviklet seg i Sverige fra februar 2003 til august 2009. Den gir et bilde av hvordan utviklingen av produksjon av grønn kraft har vært. Vi ser at ved oppstarten av systemet lå prisen på rundt 150 SEK, for så raskt å hoppe opp på et nivå mellom 200 og 250 SEK. Prisen begynte å falle i starten av 2004 og kontinuerlig fram mot midten av 2006. Kvoteplikten var altså satt for lavt i Sverige, slik at det ble produsert flere sertifikater enn det ble etterspurt. Produsentene kunne spare sertifikatene og håpe på høyere sertifikatpris fremover. Til tross for at Sverige økte kvoteplikten (se figur 2) i denne perioden, var det ikke nok til å hindre sertifikatprisen i å synke. Mot slutten av 2006 begynte prisene å stige igjen. Dette skyldtes at de mest lønnsomme prosjektene nå var bygget ut i form av rimelige kraftvarmeverk med biobrensel og produksjonsøkning i eksisterende anlegg. Dyrere prosjekter måtte settes i drift for å fylle kvotekravet, og det ble forventet en framtidig brist på elsertifikater. I kombinasjon med en kraftig høykonjunktur gjorde disse forholdene at sertifikatprisen økte frem til midten av 2008, for så å legge seg på rundt 300 SEK. I denne perioden var antall solgte sertifikater høyere enn antallet utstedt, slik at overskuddet i markedet var på vei nedover<sup>30</sup>. Finanskrisen førte med seg lavere etterspørsel etter kraft og det samme gjorde høye temperaturer. Produksjonen var dermed høyere enn etterspørselen, og bidro til et prisfall høsten 2008. Utviklingen av sertifikatprisen framover avhenger mye av i hvilken grad utbyggingstakten til store kraftverk realiseres.

### 3.2 Utforming av et norsk system

Praktisk sett vil det være mest gunstig for Norge å legge opp til likest mulig sertifikatberettiget produksjon som i Sverige. Ifølge Energimyndigheten (2010) bør følgende faktorer samordnes i elsertifikatsystemet for å få et velfungerende marked mellom to land: kvotepliktbasert system på forbrukersiden, regelverk, deklarasjons- og annulleringstidspunkt, livslengden til systemet og dets langsiktige kvotesetting, kvotepliktavgift, elsertifikatenes gyldighet, verdi og livslengde, felles kontrollstasjon og at systemet har en sammenlenket registerfunksjon.

Poenget med å innføre et felles marked er at vi skal få en effektiv utnyttelse av landenes ulike forutsetninger for å produsere fornybar kraft, slik at utbygging skjer der det koster minst. Et

---

<sup>30</sup> Statnett/KUBE (2010): *Hva vil innføringen av et felles, grønt sertifikatmarked med Sverige bety for Statnetts virksomhet?*

slik felles marked forutsetter at overføringskapasiteten er god nok, og at konsesjonsmyndigheten i hvert land har nok kapasitet slik at konsesjoner blir gitt innen rimelig tid. Dersom Norge er strengere i avgrensningen av hvilke aktører som får tildelt elsertifikater, vil Norge risikere å måtte finansiere utbygging i Sverige i større grad. Det vil gi mer import av kraft. Det kan i tillegg oppstå debatter og spenninger rundt ulik avgrensning. Å samkjøre definisjonene rundt hvordan fornybarandelen beregnes mest mulig med EU sitt fornybardirektiv kan være lurt dersom en ønsker å være åpne for at en tredjepart slutter seg til det felles sertifikatmarkedet på sikt. Det er viktig at elsertifikatene har samme verdi og kan løses inn i begge systemene.

Etterspørsel etter sertifikater skapes gjennom kvoteplikten og ikke gjennom individuelle sluttforbrukeres preferanser for fornybar energi. I Sverige er den kvotepliktige i hovedsak sluttforbrukeren. Strømleverandøren er likevel pliktig til å håndtere kundenes kvoteplikt, med unntak av de tilfeller hvor kunden selv velger å gjøre dette. I Norge er det strømleverandøren/producenten som må oppfylle kvoteplikten, både for kjøp til eget bruk bilateralt eller på Nord Pool Spot, og visse uttak til eget forbruk. Forbrukerne blir tilbudt en totalpris for elsertifikater og elektrisk energi, og kan selv velge bort de dyreste tilbyderne. Dette skal bidra til å begrense prispåslag på elsertifikater i omsetningsleddet. Selv om definisjonen av hvem som er kvotepliktige skiller seg mellom Sverige og Norge, skal det ikke spille noen vesentlig rolle for muligheten til å handle med elsertifikater, så lenge kvoteplikten ligger på forbrukersiden. Etterspørselssiden styres i hovedsak av strømleverandører, krafthandlere eller foretak, derfor vil det ikke ha noen betydning hvem som pålegges kvoteplikten på forbrukersiden.<sup>31</sup> De fornybare energikildene som får tildelt elsertifikater i Norge, vil være de samme som i Sverige, med unntak av torv.

Visse unntak fra kvoteplikten er blitt innført i både Norge og Sverige. Dette gjelder blant annet kraftintensiv industri. Denne typen kraft vil ikke inngå under *beregningsrelevant mengde*. Årsaken til unntaket er å sikre at denne industrien kan være konkurransedyktig på det internasjonale kraftmarkedet, der aktørene ikke er ilagt den samme kvoteplikten<sup>32</sup>.

Sverige har til nå erfart at annulleringstidspunktet til sertifikatene i stor grad påvirker handelsmønsteret på sertifikatmarkedet. Markedet domineres av forwardkontrakter der leveringsdato styres av annulleringstidspunktet. Det er mest ønskelig for kjøperne av

---

<sup>31</sup> Energimyndigheten (2010) *Energiläget*

<sup>32</sup> <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Elsertifikater/>



elsertifikater å få dem levert tettest opp mot annulleringstidspunktet, selv om handel utføres gjennom hele året. Jo lengre sertifikatene står på konto, jo høyere avgifter må de betale (til Svenska Kraftnät i Sverige og til Statkraft i Norge). Etter at annulleringen er skjedd, utgis det informasjon om hvor mange sertifikat som er blitt annullert. Dette er med på å påvirke forventningen om antall sertifikat som kommer til å være tilgjengelige fremover. Norge har valgt å sette annulleringstidspunktet likt som i Sverige for å unngå flere prissjokk i løpet av året.

#### **3.2.2 Livslengde og ambisjonsnivå**

Markedets livslengde har betydning for hvilken type investeringer som blir gjort, og for å avgjøre hvor stor risiko hvert prosjekt må ta. Desto kortere periode, desto lavere risiko for investoren og jo høyere blir prisen på elsertifikater. NVE (2004a) hevder at tilstrekkelig avkastning på investert kapital bør kunne tjenes inn i løpet av en periode på 10-15 år og hevder at det også kan være vanskelig å få prosjektfinansiering på prosjekter som går over 10 år. Sertifikatprisen kan bli for lav til å lånefinansiere prosjekter som medfører likviditetsproblemer hos produsenten hvis perioden blir for lang, men kan risikere å bli urimelig høy (for konsumenten) ved en for kort periode. Altså ønsker man en pris som er tilstrekkelig høy til å stimulere til ny investering, men samtidig tilstrekkelig lav for å skåne konsumentene for en kraftig prisoppgang. For høye priser kan også føre til at «umodne» industrier som ikke er økonomisk rasjonelle bygges ut før kostnadene med disse har rukket å synke. Å unngå for store prissvingninger er også viktig, slik at kostnadsberegningene til investorene er pålitelige. Dersom prisene synker drastisk etter at Norge kommer inn på markedet, vil det gjøre det vanskelig å finansiere allerede igangsatte prosjekter.

Kvotene justeres når anlegg fases ut av systemet. De går derfor nedover mot slutten av perioden, når tilbudet reduseres. Det vil være det samlede ambisjonsnivået som avgjør prisene på det felles markedet. Sertifikatprisen påvirkes ikke av hvordan ambisjonsnivået fordeles mellom landene, men den påvirkes av mange andre faktorer. Først og fremst styres den av kraftprisen og den langsiktige grensekostnadskurven for ny fornybar kraftproduksjon. Risikopremien som aktørene må ta, som påvirkes blant annet av politiske beslutninger rundt systemets utforming, samt avkastningskravet til hver aktør, er også med på å sette sertifikatprisen.

For at ikke utbyggingen skulle stoppe opp mens Norge ventet på at elsertifikatsystemet ble satt i gang 1. januar 2012, ble det laget en overgangsordning. Den omfattet alle kraftverk med byggestart etter 1. september 2009 og vannkraftverk med byggestart etter 1. januar 2004 med installert effekt på under 1 MW<sup>33</sup>. Disse skulle ha rett til å bli dekket av elsertifikatorordningen når den startet opp, men de måtte trekke fra antall år de hadde vært i drift før det felles markedet startet opp fra antall år et anlegg vanligvis har rett på sertifikater. Anlegg som tidligere mottok investeringsstøtte, måtte betale tilbake denne for å få rett til å motta elsertifikater. Uten en slik ordning ville vi sannsynligvis opplevd at utbygging av grønn kraft ville blitt holdt tilbake i påvente av innføringen av det nye systemet, noe som ikke var ønskelig.

### 3.2.3 Prosentbasert eller mengdebasert mål

Hvordan kvotenivået settes har stor betydning for utbyggingspotensialet i markedet. Dersom kvotenivået settes for lavt, vil prisene på sertifikater ikke dekke inn de merkostnadene det innebærer å investere i nye fornybare prosjekter i forhold til produksjon av annen kraft. Dette kan medføre at for lite utbygging vil finne sted. Et relativt høyt kvotenivå i forhold til forventet utbygging vil gi høye sertifikatpriser, ettersom prisdannelsen i sertifikatmarkedet avhenger av kvotenivået som blir valgt. Stigende kvoter i kombinasjon med et system der det går an å spare på sertifikatene, gjør at det blir mulig å holde igjen sertifikater for å presse opp prisene. Det er ikke satt begrensning på sertifikatenes levetid verken i Norge eller i Sverige. Dette sikrer en viss fleksibilitet på tilbudssiden i forhold til svingninger i årlig kraftproduksjon<sup>34</sup>. Det er viktig å ha kunnskap om hvor raskt utbygging kan skje, samt utbyggingspotensiale og kostnadsforhold, når en skal utforme kvotepliktsnivået, eventuell garantipris (prisgulv) og kvotepliktsavgift (pristak). Det er avgjørende med et realistisk kvotepliktsnivå for å skape troverdighet, et system som fungerer og er stabilt. Et elsertifikatsystem kan danne etterspørsel etter sertifikater enten gjennom et prosentmål, eller gjennom et mengdebasert TWh-mål.

Et *prosentmål* vil ikke stille krav til hvor mye som skal produseres hvert år, kun til hvor stor andel (oppgitt i kvote) av kraftforbruket en er pliktig til å inneha elsertifikater for. Ved varme år vil det totale forbruket være lavt, og det vil stille mindre strenge krav til kvotepliktig produksjon. Omvendt vil det være i kalde år med høyt forbruk. Det vil med andre ord ikke

<sup>33</sup> OED (2009) *Overgangsordning for elsertifikatmarkedet på plass*.

<sup>34</sup> Statnett (2010) *Høringsnotat, Om lov om elsertifikater*

være mulig å forutsi hvor mye fornybar energi som faktisk vil bli bygget ut i løpet av perioden. I EUs fornybardirektiv er det imidlertid utformet prosentvise krav til mengden fornybar energiforbruk i hvert land (det totale kravet er gitt i TWh), noe som gjør det praktisk å velge prosentmål<sup>35</sup>.

Et *TWh-mål* vil gi større forutsigbarhet for produsenten og den totale oppnåelsen av grønn kraft, siden det vil ligge fast i forhold til det totale kraftforbruket, og ikke avhenge av værforholdene. En kan på den måten vite med sikkerhet akkurat hva den kvantitative mengden som utbygges kommer til å være dersom det er satt som et mål for hele perioden. Det er mulig å justere TWh-målet hvert år ut fra beregninger om hvor stor prosentandelsplikt som har blitt oppnådd i forrige kvoteperiode. TWh- målet gir insentiver til økt kraftproduksjon, og gir treffsikkerhet i absolutte termer, men gir også mer uelastisk etterspørsel. Det fører til svingninger som gir usikkerhet rundt *prisen* på elsertifikater, og dermed støttenivået til produsentene. For de kvotepliktige vil det altså gi mindre forutsigbarhet<sup>36</sup>.

Det er ingen av de to typene som kan garantere at kvoteplikten blir oppfylt. Under begge målene vil oppfyllelsen av kvoteplikten avhenge av om målet er rimelig satt med tanke på hva som er praktisk mulig å bygge ut og av insentivene til å oppfylle kvoteplikten. Dersom kvoteplikten ikke oppfylles blir den kvotepliktige pålagt en avgift. En mulig årsak til at noen velger ikke å oppfylle kvoteplikten kan være at kvotepliktavgiften er lavere enn sertifikatprisen. En annen grunn kan være strategiske formål basert på forventninger om fremtidig tilbud og prising av sertifikater. Det kan også tenkes at mangel på kunnskap om systemet, og transaksjonskostnader og anstrengelser ved å skaffe informasjon om hvordan systemet virker overskrider den gevinsten man kan få av å oppfylle kvoteplikten.

For å øke treffsikkerheten til systemet er det derfor viktig å ta hensyn til disse faktorene, og skape høyere insentiver for å oppfylle kvoteplikten samtidig som det må gi trygghet for de involverte gjennom langsiktighet og rimelige kvotenivå.

I et felles marked for elsertifikater kan det være en fordel å ha felles type mål i hvert av landene for å gi lik informasjon til de ulike aktørene i hvert land. Det gjør det lettere og

---

<sup>35</sup> NVE (2004a) Grønne sertifikater, *Utdredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder*.

<sup>36</sup> *ibid.*

mindre komplisert for landene å kommunisere. Dersom ett av landene gis mer fleksibilitet i å oppfylle kvoteplikten, kan dette skape vridninger i konkurransen mellom systemene.

Norge har valgt å innføre prosentandelskrav som i Sverige, men med egne utformede kvotenivå for hvert år. Norge og Sverige har hver for seg et mål om å utvide produksjonen av grønn kraft med 13,2 TWh innen 2020. Med tanke på kapasitet i overføringsnett, hadde det vært mest gunstig om den økte produksjonen ble fordelt noenlunde likt mellom landene. Økt kraftproduksjon (gitt at produksjon av svart kraft ikke går ned mer enn grønn kraft går opp) krever at Statnett og Svenska Kraftnät øker overføringskapasiteten i sentralnettet, og det fører med seg utfordringer rundt systemdrift. EUs fornybardirektiv vil ikke direkte stille krav om at hvert land sin fornybarandel fysisk må bli produsert i landet, så lenge landet bidrar med finansiering av tilsvarende utbygging av grønn kraft i et annet land og at dette kan dokumenteres gjennom elsertifikater<sup>37</sup>. Det er viktigere at Sverige og Norge samlet sett øker produksjon av grønn kraft med 26,4 TWh, enn at hvert av landene er nødt til å øke produksjonen med 13,2 TWh innenlands. I teorien kan derfor nær all utbygging skje i ett av landene.

#### 3.2.4 Kvotenivå i Norge

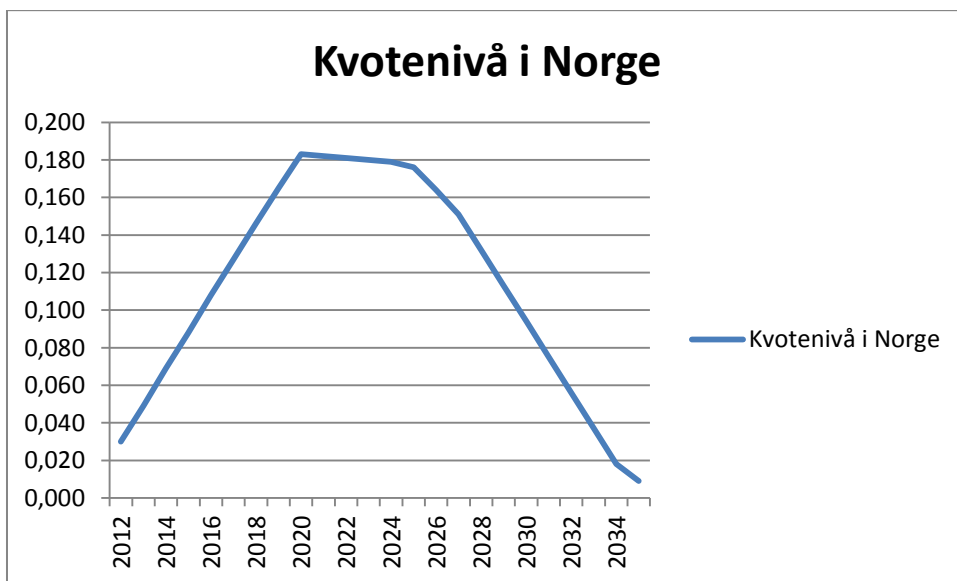
Norges kvotekurve er fastsatt av regjeringen i dialog med NVE som fagmyndighet<sup>38</sup>. På lang sikt vil det være stor usikkerhet knyttet til utviklingen i energimarkedene. Usikkerheten knyttet til fordelingen av fornybar kraft mellom landene og utvikling i teknologi i et felles sertifikatmarked har sammenheng med konsesjonspolitikken, utbyggernes utsikter til de fremtidige markedene og kostnadsutviklingen for fornybar kraft. NVE kan på tross av dette, og ut fra tidligere beregninger og analyser, si noe om hovedtrekkene i utviklingen fram mot 2020. De teknologiene som vil bygges ut mest vil være vind, vann- og biobrenselkraft der vindkraft vil stå for det meste av utbyggingen. Begge land har gode forutsetninger til å bygge ut, men Norge har bedre vannkraftressurser og Sverige bedre forutsetninger for biobrensel. En må regne med at produksjonen vil variere fra år til år grunnet svingninger i vann- og vindtilgang.

---

<sup>37</sup> Statnett/KUBE (2010): *Hva vil innføringen av et felles, grønt sertifikatmarked med Sverige bety for Statnetts virksomhet?*

<sup>38</sup>[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat\\_om\\_de\\_norske\\_elsertifikatkvotene.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat_om_de_norske_elsertifikatkvotene.pdf)

Da kvotene ble satt for Norge, måtte det tas hensyn til de allerede eksisterende svenske kvotene, og hvor likt systemene kom til å bli utformet. I tillegg spiller beregningsrelevant mengde energi en viktig rolle, også dets anslag for vekst. Den norske kurven har en annen utforming enn den svenske, se figur 5 sammenliknet med figur 2. De svenske kvotene er satt for å gi en lineær opptrapping av finansieringen av nye anlegg. I Norge er det blitt fokusert på virkningen av kortsiktige effekter på det svenske markedet, og den utbyggingen Norge ser for seg at mest sannsynlig kommer til å bli realisert. NVE har antatt at målet på 13,2 TWh vil oppnås gjennom en jevn fordeling av utbyggingen hvert år mellom 2012 og 2020.

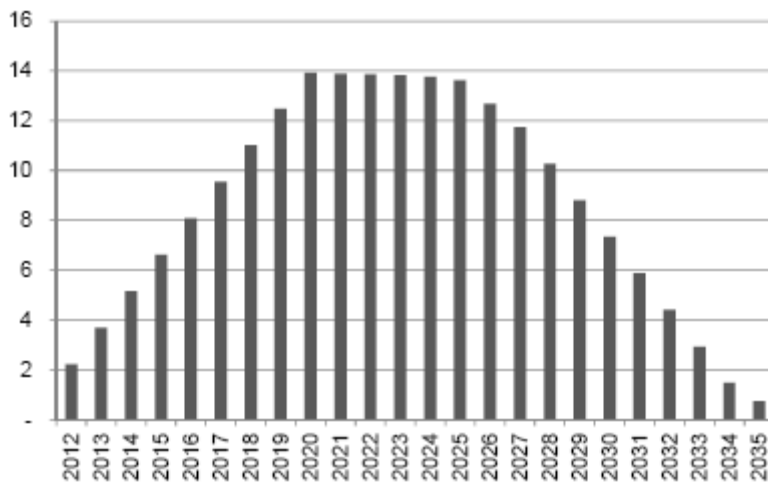


Figur 5: Kvotenivå i Norge fra 2012 til 2034<sup>39</sup>.

I figur 5 ser man hvordan kvotenivået i Norge er planlagt å endre seg fra 2012 til 2034. Kvotene er blitt satt som prosentandelskrav av konsumet. I Norge har vi ikke hatt et sertifikatmarked tidligere, derfor vil vi gradvis øke kvotene fram mot toppen på 0,183 i 2020, for å oppnå den ønskede produksjonen på 13,2 TWh. I perioden mellom 2020 og 2024 ser vi at kvotenivået ligger relativt stabilt rundt 0,18. Her vil gamle prosjekter begynne å fases ut omtrent på lik linje at nye kommer til. Etter 2024 begynner nedtrappingen for fullt, når produksjonsanlegg begynner å miste retten til elsertifikater. Det hadde vært mulig å forlenge livslengden til sertifikatsystemet ved å utsette tidspunktet en starter nedtrappingen av kvoteplikten. I figur 6 har NVE laget en illustrasjon av Norges kvotekurve, vist som en indikasjon på hva sertifikatetterspørselen kan bli på i TWh. Det forventes av Norge vil gå i

<sup>39</sup> OED: LOV 2011-06-24 nr 39: *Lov om elsertifikater*

underskudd de første årene, og importere sertifikater fra Sverige. I 2020 anslås det at kvotenivået på 0,183 vil tilsvare en etterspørsel på oppunder 14 TWh.



Figur 6: Norges kvotekurve vist i TWh<sup>40</sup>.

### 3.3 Det nordiske kraftmarkedet

I både Norge og Sverige karakteriseres kraftmarkedet av en høy markedskonsentrasjon der få aktører står for det meste av produksjonen. I Norge ble det gjennomført en reform slik at elektrisitetshandelen og kraftproduksjonen ble konkurranseutsatt i 1991. Sverige gjorde tilsvarende i 1996<sup>41</sup>. Kundene i Norge og Sverige kan i dag selv velge strømlleverandør. Norge har lenge hatt fem ulike prissoner for strøm, mens Sverige fikk fire prissoner 1. november 2011, fra tidligere å ha hatt kun én. Finland har fortsatt én prissone, mens Danmark er delt inn i to. Det finnes ingen grensetariff mellom landene, eller ulik overføringspris for forskjellige geografiske områder. Derfor vil overføringskapasiteten være eneste eventuelle hinder for handel over landegrensene.

#### 3.3.1 Prisdannelse (Nord Pool Spot)

Handel av kraft skjer mellom Norge, Sverige, Danmark og Finland på det nordiske spot markedet “Nord Pool Spot” der systempriser blir avgjort hver time gjennom enkeltprisauksjoner. Systemprisen er en betegnelse på den daglige felles spotprisen fastsatt på kraftbørsen i Norden. Spotprisen er prisen på elektrisk kraft med fysisk levering påfølgende døgn, og det er denne vi senere omtaler som *engrosprisen*. Nord Pool Spot eies med like mye av norske Statnett og svenske Kraftnät med 30 % hver, i tillegg eier finske Fingrid Oyj og

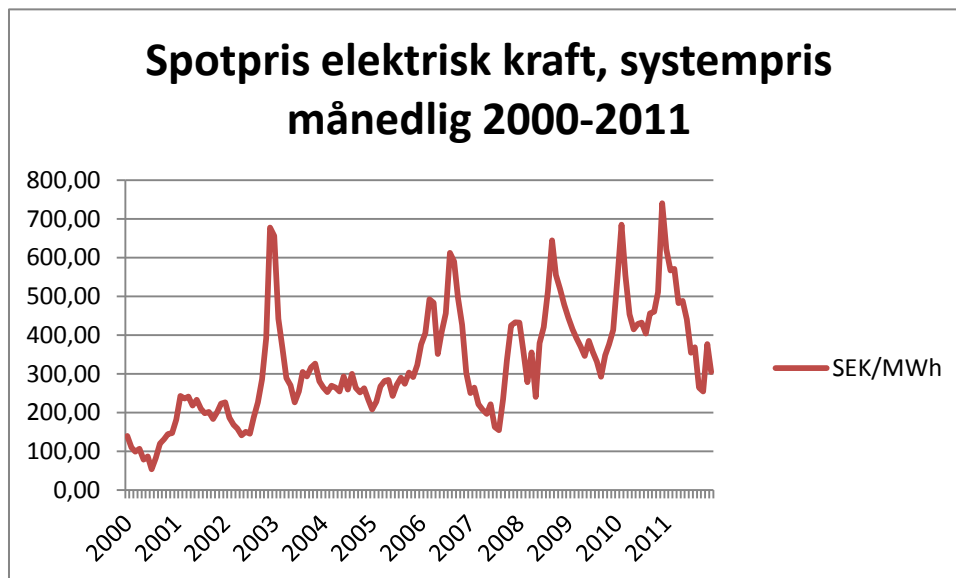
<sup>40</sup>Bartnes (2011) *Elsertifikater i Norge*.

<sup>41</sup>FAD (2004-2005) *Om konkurransepolitikken- Det nordiske kraftmarkedet*

danske Energinet.dk 20 % hver.<sup>42</sup> Systemprisen vil være lik engrosprisen så lenge det er nok overføringskapasitet i alle fire landene. Dersom det er mangel på overføringskapasitet og det oppstår flaskehals, vil systemprisen variere mellom de ulike pris-sonene. En kombinasjon av markedsdeling, mot-handel og begrensning av import og eksport blir brukt som midler for å motvirke dette problemet.

Systemprisen påvirkes av forbruket, produksjons- og transportkapasitet. På kort sikt (årsbasis) påvirkes forbruket av temperatursvingninger, værforhold og sesong. På lang sikt har velferdsutviklingen mer å si for konsumet, i tillegg til i hvilken grad samfunnet klarer å utnytte kraften på en mest mulig effektiv måte. På produksjonssiden vil tilbudet bestå av kapasiteten til produksjonsanlegg i Norge og de landene vi har netttforbindelser med. Prisutviklingen påvirkes på lang sikt av de nordiske landene sine evner til å øke produksjons- og transportkapasiteten. Svingninger i nedbørsmengde vil være den faktoren som påvirker tilbudet mest i Norge på kort sikt. Havari og skader på produksjonsanlegg eller transportsystem kan også påvirke tilbudet og presser prisen opp. I Norden finnes det kraftanlegg som benytter fossile råvarer som kull og gass. Disse innsatsfaktorene kan svinge i pris, noe som vil påvirke produksjonskostnadene og dermed prisen på Nord Pool.<sup>43</sup>

### 3.3.2 Systemprisutvikling i Sverige



Figur 7: Spotpris på elektrisk kraft på Nord Pool, månedlig fra år 2000 til 2011 i SEK/MWh<sup>44</sup>.

<sup>42</sup> <http://www.nordpoolspot.com/About-us/>

<sup>43</sup> <http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3303>

<sup>44</sup> Kilde: Nord Pool Spot.

I figur 7 ser vi systemprisutviklingen<sup>45</sup> i SEK/MWh på Nord pool Spot fra år 2000 til 2011, beregnet på månedlige gjennomsnittspriser. Systemprisen er prisen i engrosmarkedet i og den nordiske referanseprisen for handel og clearing av de fleste finansielle kontrakter. Vi ser at prisen svinger mye, spesielt på kort sikt. Prisen går typisk opp om vinteren og ned om sommeren i løpet av et år, og det har vært ulike faktorer som gir de store prishoppene. Høsten 2002 var det svikt i tilsiget til vannkraftverkene som gjorde at prisen steg kraftig. I 2003 og ut 2005 var det milde temperaturer og økte tilsig som holdt prisene lave og stabile. Prisoppgangen i begynnelsen av 2006 skyldtes reduserte tilsig, kombinert med redusert vindkraft i Danmark og termisk produksjon i Sverige. I midten av 2006 nådde prisnivået en ny topp, fordi det var en periode med høye kull- og kvotepriser på CO<sub>2</sub>-utslipp kombinert med lave tilsig. I midten av 2007 er tilsiget rekordhøyt, forbruket lavt, svensk kjernekraft starter opp igjen og kvoteprisene på CO<sub>2</sub>-utslipp er lave, noe som gir en lav systempris. I begynnelsen av 2008 er det lave temperaturer og lave tilsig, kombinert med høyere brensel- og CO<sub>2</sub>-priser. De neste to toppene, høsten 2008 og vinter 2010, skyldtes lave tilsig og temperaturer og utfall av svensk kjernekraft (flere av kjernekraftverkene ble holdt stengt på grunn av vedlikehold). I begynnelsen av 2011 hadde vi samme situasjon igjen, men med enda lavere temperaturer slik at prisene steg enda mer.

### 3.3.3 Sluttbrukerpris i Sverige før og etter innføringen av elsertifikater

Det kan være interessant å studere i hvilken grad elsertifikatene har slått ut i sluttbrukerprisen i Sverige. For å finne en sluttbrukerpris<sup>46</sup> som samsvarer med modellen i kapittel 6, ser vi på en sammensetning av elspotpris, kvotenivå og sertifikatpris. Elspotprisen<sup>47</sup> er områdeprisen på kraft. Hvis det tilbys mer kraft enn det som etterspørres til systemprisen, vil elspotprisen ligge lavere enn systemprisen og omvendt hvis tilbudet til systemprisen er lavere enn etterspørselen. Eventuelle begrensninger i overføringsnettene som gjør at det oppstår

---

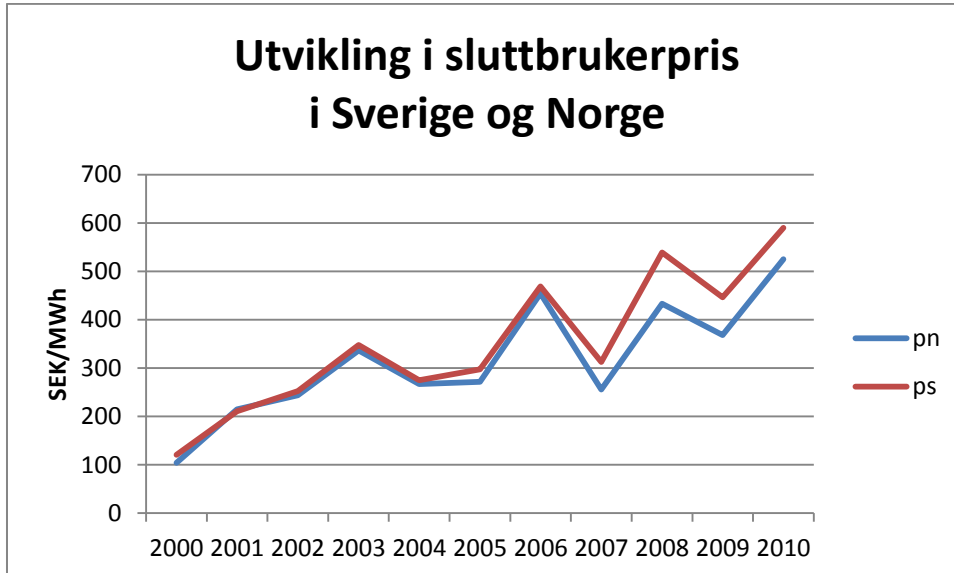
<sup>45</sup> OED (2012) *Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader*.

<sup>46</sup> Sluttbrukerprisen varierer ut fra hvilken kontrakt kunden velger. Det kan enten inngås avtale om fastpris eller variabel pris, og kunden kan velge hvor lenge kontraktene skal vare. Dette gir ulik sluttbrukerpris fra kunde til kunde, og det kan derfor være vanskelig å finne «gjennomsnittsprisen».

<sup>47</sup> Elspotprisen inkluderer ikke tillegg i form av avgifter, nettleie og eventuell fortjenestemargin leverandøren har. Disse tilleggene kan variere mellom Norge og Sverige over tid. Derfor mener jeg at å ta utgangspunkt i elspotprisen vil gi et tydeligere bilde av den faktiske utviklingen i sluttbrukerpriser siden en ser bort fra alle tilleggene i prisen.



flaskehalsen på vei inn i et område, vil bidra til at tilbudet reduseres og elspotprisen øker. Dersom kraften produsert i et område ikke har nok kapasitet i ledningsnett til å bli fraktet ut, vil det tilbys for mye kraft i området<sup>48</sup>.



Figur 8: Utvikling i sluttbrukerpris i Sverige og Norge fra 2000 til 2010<sup>49</sup>.

I figur 8 har vi illustrert utviklingen i sluttbrukerpris for Sverige og Norge mellom 2000 og 2010. Sertifikatprisen multiplisert med kvotenivået for det gitte året er lagt på elspotprisen fra år 2003 i Sverige. Sertifikatprisen benyttet er årlig gjennomsnittspris på elsertifikater i Sverige. For Norge vises utviklingen i elspotprisen som et gjennomsnitt av de fem ulike elspotprisene for de fem prissonene. Figuren viser at sluttbrukerprisen i Sverige har økt i forhold til Norge i perioden etter at elsertifikatene ble innført i 2003. Den største prisdifferansen forekommer i 2008, der 105,57 SEK skiller prisen per MWh mellom Sverige og Norge. A&N (2009) finner at engrosprisen (elspotprisen) vil gå ned når kvotenivået heves i et land med et elsertifikatmarked. Hvorvidt elspotprisen har ligget lavere etter 2003 enn den hadde gjort uten elsertifikatene, er et spørsmål vi ikke kan finne svar på.

### 3.4 Hvorfor et felles marked?

Hovedmålet med et felles elsertifikatmarked for Norge og Sverige er å øke den generelle utbyggingen av fornybar produksjon, uavhengig av hvilken type teknologi som brukes eller hvor det gjøres. Dette målet vil samtidig støtte opp under andre energipolitiske mål, som blant annet å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp. En regner med at elsertifikatordningen vil skape en mer

<sup>48</sup> <http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3312>

<sup>49</sup> Kilde: Nord Pool Spot og Cesar.

kostnadseffektiv utbygging, siden en kan bygge ut der det er mest lønnsomt uten å tenke på i hvilket av de to landene det skjer.

Svenske Energimyndigheten (2005) antok at kostnadsbesparelsen vil være på 100-200 MSEK årlig i 20 år fram i tid. Dette var, vel å merke, da det var snakk om å innføre et felles marked allerede i 2006. Flere aktører på markedet skaper mer konkurranse og mindre sjanse for at det utøves markedsrett. I tillegg vil det bli økt likviditet og de årlige prisvariasjonene vil bli dempet på grunn av økt tilstrømming, vindforhold og fjernvarmeunderlag.

Et felles marked minsker muligheten for detaljstyring, men hvert land beholder en grad av kontroll gjennom at de selv kan velge ambisjonsnivå. Sertifikatene vil favorisere grønn kraft i form av lavere produksjonskostnader som dekkes inn av sertifikatsalget, slik at det sannsynligvis blir en reduksjon i produksjon av ikke-fornybar, såkalt svart energi som følge av prisnedgang på strøm. Dette kan påvirke den nasjonale forsyningssikkerheten, men det vil trolig føre til en forsterket grad av forsyningssikkerhet i hele Norden, siden vi utgjør et felles strømmhandelsområde.

#### **3.4.1 Utformingen av et felles marked**

Det er som nevnt i avsnitt 3.2 viktig at landene har mest mulig lik utforming av systemet ved et felles marked. Det blir lagt vekt på at svenske og norske elsertifikater skal ha lik, transparent prissetting, ha samme status, og at det ikke skal oppstå høye transaksjonskostnader som hindrer effektiviteten i markedet. Det fastsettes ikke hvilken valuta sertifikatene skal omsettes i. Dermed kan aktørene selv velge valuta, og må selv håndtere eventuell valutarisiko. Det blir ikke pålagt avgift på sertifikatene, med visse unntak. Det vil ikke settes et prisgulv for sertifikater i det felles markedet, slik at markedet avgjør hvor langt ned prisen på et elsertifikat kan gå.

Ifølge Energimyndigheten i Sverige (2005), vil et krav til et felles marked være at begge partene innfører kvoteplikt. Da kvotene for Norge ble fastsatt, måtte det gjøres ut fra forventet beregningsrelevant forbruk i tiden fremover. Målet er en tallfestet mengde på 13,2 TWh fornybar energi som skal finansieres av hvert land, derfor er det viktig å lage gode prognoser for fremtiden for å sikre at kvotenivået dekker den mengden vi har forpliktet oss til å dekke. Annulleringstidspunktet settes likt for begge landene for å minimere prisforstyrrelser under kvoteperioden. En forutsetning for et velfungerende system er at det er langsiktig stabilitet.

Etterspørselen i markedet avhenger av summen av de individuelle kvotenivåene for begge land, derfor er det viktig at varigheten til systemet settes til 2035 for begge land.

Kvotepliktavgiften må settes slik at en oppnår ønsket effekt av kvoteplikten. Den laveste kvotepliktavgiften kommer uansett til å sette et pristak på hele markedet, derfor er det fordelaktig at denne samordnes mellom systemene. For å unngå at det dannes et pristak vil en funksjon av gjennomsnittlig sertifikatpris foregående kalenderår fastsette avgiftens størrelse.

#### **3.4.2 Markedsmakt**

*Amundsen & Bergman (2010)* har studert grønne sertifikater og *markedsmakt* i det nordiske kraftmarkedet. De trekker frem to mulige årsaker til å utøve markedsmakt:

Grønn kraftproduksjon har økende grensekostnader. Lokalisering av ny utbygging har stor betydning for investerings- og produksjonskostnader, spesielt for vindkraft. Produsentene som får tilgang på de mest gunstige områdene, vil få en dominerende posisjon i sertifikatberettiget produksjon. Det vil i mange tilfeller være allerede etablerte (svarte) kraftprodusenter som får tilgang på disse områdene. Det gir dem mulighet til å utøve markedsmakt i sertifikatmarkedet.

Siden kvotekravet fra myndighetene er en andel av konsumet, vil konsekvensen av at ett elsertifikat holdes igjen kreve at en mye større andel av konsumet må reduseres. På denne måten kan adferden til små produsenter med tilgang på de rimeligste utbyggingsområdene utøve markedsmakt i kraftmarkedet gjennom markedsmakt i sertifikatmarkedet.

*Amundsen & Bergman (2010)* finner at markedsmakt i det svenske sertifikatmarkedet kan være et potensielt problem, men at løsningen kan være å integrere flere land i samme marked.

## 4 Modell

I det følgende avsnittet vil det bli presentert en analytisk modell av *Amundsen & Nese (A&N) (2009)* for handel med elsertifikater mellom to land. Hensikten med analysen er å finne ut hvordan en kan forvente at utfallet av innføringen av elsertifikatene kommer til å bli med tanke på total produksjon av kraft, utbygging av nye fornybare energikilder («grønn» kraft), sertifikatpriser og sluttbrukerpriser. Grønn kraft vil være all elsertifikatberettiget kraftproduksjon, mens svart kraft vil være all øvrig kraftproduksjon og inkluderer blant annet storskala vannkraft. I modellen bruker vi et krav om at en gitt kvote (prosentandel) av den totale mengden energi som blir konsumert, skal komme fra nye fornybare energikilder. Dette kravet kan justeres for hvert år for å sikre at det totalt sett blir produsert den mengden grønn kraft som tilsvarer ambisjonsnivået innad i landet.

I første omgang vil jeg vise hvordan et sertifikatsystem virker i et land under autarki<sup>50</sup>, og se på hvordan andelskravet påvirker produksjonen av grønn kraft. Videre utvides modellen til å åpne for handel med kraft mellom to land, men uten handel med sertifikater. Til slutt vil også sertifikatene inkluderes i handel mellom landene, slik at de får en felles sluttbrukerpris og en felles sertifikatpris.

I analysen vil følgende symboler bli brukt:

$p$  = Sluttbrukerpris på kraft.

$s$  = Pris på grønt sertifikat.

$q$  = Engrospris på kraft.

$x$  = Totalt konsum av kraft.

$y$  = Produksjon av «svart» kraft.

$x$  = Produksjon av «grønn» kraft.

$\alpha$  = Prosentkrav til grønn kraft.

$g^d$  = Etterspørsel etter grønne sertifikater.

$g^s$  = Tilbud av grønne sertifikater.

$p(x)$  = Invers etterspørselsfunksjon etter kraft. Vi antar:

$(\partial p(x) / \partial x) = p' < 0$ .

$c = c(y)$ : Industriens kostnadsfunksjon for svart kraft. Vi antar:

---

<sup>50</sup> En situasjon der et land er under økonomisk isolasjon- det vil si at det ikke handler med andre land.

$$(\partial c / \partial y) > 0 \text{ og } (\partial^2 c / \partial y^2) \geq 0.$$

$h=h(z)$ : Industriens kostnadsfunksjon for grønn kraft. Vi antar:

$$(\partial h / \partial z) > 0 \text{ og } (\partial^2 h / \partial z^2) \geq 0.$$

$\Pi=\Pi(\cdot)$ : Profittfunksjon.

## 4.1 Autarki

### 4.1.1 Førsteordensvilkår og likevekt

Under autarki vil produsentene av så vel grønn som svart kraft stå ovenfor den samme engrosprisen. Forhandlerne/leverandørene kjøper kraft på kraftmarkedet og sertifikater på sertifikatmarkedet. Konsumentene/sluttbrukerne vil så bli stilt ovenfor en sluttbrukerpris som er satt sammen av kraftprisen og sertifikatprisen. Vi antar at det er et stort antall tilbydere av både grønn og svart kraft, leverandører og sluttbrukere i markedet, slik at det er fullkommen konkurranse. Prisen i markedet tas dermed for gitt. Vi antar at produksjon og etterspørsel ikke påvirkes av andre forhold som ikke er tatt med i modellen, alt annet er likt når kvoten endres.<sup>51</sup> I dette markedet vil produsentene maksimere følgende profittfunksjon:

$$\Pi(y) = qy + [q + s]z - c(y) - h(z).$$

Førsteordensvilkårene for henholdsvis svart og grønn kraft er:

$$q = \frac{\partial c(y)}{\partial y}, \quad q + s = \frac{\partial h(z)}{\partial z}.$$

Grensekostnaden til den siste enheten svart kraft som blir produsert vil utgjøre engrosprisen. Ved produksjon av grønn kraft vil produsentene i tillegg til engrosprisen motta betaling for sertifikater. Vi antar for enkelthets skyld at distribusjon av kraft er kostnadsfritt.

Leverandørene vil måtte betale engrosprisen (som er lik kraftprisen) pluss en gitt andel  $\alpha$  av sertifikatprisen. Markedslikevekten vil da bli:

$$p(x^*) = q^* + \alpha s^*;$$

Etterspørselen og tilbudet av sertifikater, der en antar at disse måles i samme enhet som mengden grønn kraft, er henholdsvis gitt ved:

$$g^d = \alpha x, \quad g^s = z;$$

---

<sup>51</sup> Andre forhold kan for eksempel være svingninger i temperatur og vind- og vanntilstrømming, eller økt etterspørsel som følge av økonomisk vekst eller befolkningsvekst.

I likevekt skriver vi stjerne (\*) ved mengde og pris ved de to markedene:

$$(1) p(x)^* = q^* + \alpha s^*;$$

$$(2) x^* = y^* + z^* = \frac{z^*}{\alpha};$$

$$(3) q^* = \frac{\partial c(y)}{\partial y};$$

$$(4) q^* + s^* = \frac{\partial h(z^*)}{\partial z}.$$

Fra (2) har vi at

$$z^* = \alpha x^* \text{ og } y^* = (1 - \alpha)x^*.$$

Dersom vi setter (2), (3) og (4) inn i (1), ser vi at sluttbrukerprisen i likevekt kan skrives som en lineær kombinasjon av grensekostnadene til svart og grønn kraft. Sluttbrukerprisen kan dermed uttrykkes slik:

$$(5) p(x^*) = (1 - \alpha) \frac{\partial c(y^*)}{\partial y} + \alpha \frac{\partial h(z^*)}{\partial z}.$$

#### 4.1.2 Effekten av kvotekravet under autarki

A&N (2009) har studert effekten av å øke prosentandelskravet (kvoten) under autarki, alt annet likt. Siden det ikke er et krav om å oppnå en viss mengde (i TWh) grønn kraft, vil det ikke nødvendigvis gi økt total mengde grønn kraft, siden det totale kraftforbruket og produksjonen av svart kraft kan gå ned. Gjennom sin analytiske modell finner A&N (2009) at en økning i andelskravet gir en uvisst effekt på produksjonen av grønn kraft, men vil føre til at mengden svart kraft vil gå ned, og totalt konsum av kraft vil falle. Siden det er stigende grensekostnader forbundet med produksjon av svart kraft, gjør dette at engrosprisen faller i takt med at produksjonen faller.

## 4.2 Handel med kun kraft mellom to land (Sverige og Norge).

Vi skal nå se på en situasjon der vi åpner opp for handel av kraft mellom to land; Sverige og Norge. Vi får dermed to simultant fungerende markeder for kraft og sertifikater, der kraft kan importeres og eksporteres mellom landene, men sertifikatene kan ikke handles på tvers av landegrensene. Vi bruker de samme variablene som i modellen for autarki, men vi har nå med en fotskrift for hvert av landene, der  $S$  står for Sverige og  $N$  for Norge. I tillegg har vi med variabelen  $m$  for import av kraft. Både etterspørselen og teknologien i produksjon av både grønn og svart kraft kan variere mellom landene, med samme matematiske form som under

autarki. Dette impliserer at hvert land kan ha et komparativt fortrinn i produksjon av svart eller grønn kraft. Vi antar at det ikke finnes noen transaksjonskostnader eller overføringsbegrensninger på kraft mellom landene. Dette gjør at kraftmarkedet mellom Norge og Sverige ses på under ett, med felles engrospris  $q=q_S=q_N$ . Vi antar at handel foregår kun mellom Norge og Sverige, slik at det ene landets import må være lik det andre landets eksport i likevekt,  $m_S^*=-m_N^*$ . Hvert markeds likevektbetingelse kan uttrykkes som:

$$(6) \quad p_i(x_i^*) = q^* + \alpha_i s_i^*; \quad i=N, S$$

$$(7) \quad x_i^* = y_i^* + z_i^* + m_i^* = \frac{z_i^*}{\alpha_i};$$

$$(8) \quad q^* + s_i^* = \frac{\partial h_i(z_i^*)}{\partial z_i};$$

$$(9) \quad q^* = \frac{\partial c_i(y_i^*)}{\partial y_i}.$$

Når en setter (8) og (9) inn i (6) får en et uttrykk for sluttbrukerprisen (som under autarki):

$$(10) \quad p_i(x_i^*) = (1 - \alpha_i) \frac{\partial c_i(y_i^*)}{\partial y_i} + \alpha_i \frac{\partial h_i(z_i^*)}{\partial z_i}.$$

Sluttbrukerprisen er en sammensetning av marginalkostnaden til andelen som kommer fra svart kraft og marginalkostnaden til andelen som kommer fra grønn kraft.

#### 4.2.1 Effekten av kvotekravet under handel med kraft

A&N (2009) studerer nå effekten av å øke andelskravet i ett av landene dersom en antar at det kan være ulik prosentandel i hvert land initialt. De finner at dersom andelskravet øker i for eksempel Norge, vil en kun kunne si med sikkerhet noe om hvordan det vil påvirke produksjonen av svart kraft i Sverige og i Norge, og hvordan det vil påvirke produksjon av grønn kraft i Sverige. Noe overraskende finner de da at når Norge øker andelskravet, vil det føre til økt totalt konsum og produksjon av grønn kraft i Sverige, men analysen kan ikke si noe om hva som vil skje i Norge. Økt konsum i Sverige forklares av at engrosprisen går ned ettersom produksjonen av svart kraft synker. I Norge vil dette gi samme utfall som under autarki på konsum og produksjon av svart kraft. Forskjellen er nå at landene har felles engrospris slik at et fall i engrosprisen i Norge gjør at strømmen også blir billigere i Sverige, og etterspørselen øker. Når konsumet øker, betyr det at andelskravet gjør at det blir etterspurt flere sertifikater, slik at prisen på disse går opp i Sverige. Siden det ikke handles med

sertifikater, blir Sverige nødt til å øke produksjonen av grønn kraft for å tilfredsstille den økte etterspørselen. Altså vil en økning i andelskravet i Norge *kunne* føre til en reduksjon i produksjon av grønn kraft i Norge, men vil med sikkerhet gi en økning i Sverige.

I et internasjonalt marked for kraft som det nordiske, vil markedet være deregulert og landene kan handle fritt handle kraft seg imellom. Det vil være et høyt tilbud av kraft, så hver aktør er pristagere. Det gjør at de ikke har mulighet til å påvirke engrosprisen med innenlands grønn kraftproduksjon, slik at  $\partial q_i / \partial \alpha_i = 0$ . En økning i kvoten gir ingen endring i engrosprisen.

Det fører til økt sertifikatpris når kvoten heves i et land  $\partial s_i / \partial \alpha_i > 0$ . Da kan sluttbrukerprisen utelukkende stige i et land når kvotenivået heves, slik at  $\partial p_i / \partial \alpha_i > 0$ .

I denne modellen med to land, vil landene påvirke den «internasjonale» engrosprisen negativt ved å heve kvoten, slik at det er mulig å få en sluttbrukerpris som synker (ved lave kvotenivå).

### 4.3 Handel med både kraft og sertifikater mellom to land

Når det handles med både kraft og sertifikater over landegrensene, betyr det at nå vil, i tillegg til engrosprisen, sertifikatprisen for Sverige  $s_S$  og for Norge  $s_N$  være felles lik  $s$  i de to landene.  $s = s_S = s_N$ . Sertifikatene eksporteres dersom den innenlandske etterspørselen er lavere enn tilbudet, og importeres dersom den innenlandske etterspørselen er høyere enn tilbudet. Norges eksport av sertifikater  $n_N^*$  må tilsvare Sverige sin import (eller omvendt) slik at  $n_N^* = -n_S^*$  i likevekt. Handelen med sertifikater gjør at det nå er mulig for et land å produsere mer eller mindre enn kvotekravet, så lenge landet kompenserer med henholdsvis å eksportere eller importere sertifikater. Likevekten vil være:

$$(11) \quad p_i(x_i^*) = q^* + \alpha_i s; \quad i=N, S.$$

$$(12) \quad x_i^* = y_i^* + z_i^* + m_i^* = \frac{z_i^* + n_i^*}{\alpha_i};$$

$$(13) \quad q^* + s^* = \frac{\partial h_i(z_i)}{\partial z_i};$$

$$(14) \quad q^* = \frac{\partial c_i(y_i^*)}{\partial y_i}.$$

Som før, kan vi sette inn (13) og (14) inn i (11), og finner tilsvarende uttrykk for sluttbrukerprisen:



$$(15) \quad p_i^*(x_i) = (1 - \alpha_i) \frac{\partial c_i(y_i^*)}{\partial y_i} + \alpha_i \frac{\partial h_i(z_i^*)}{\partial z_i}.$$

### 4.3.1 Effekten av kvotekravet under handel med kraft og sertifikater

Her viser A&N (2009) i sin analyse at det er en negativ effekt av en økning i kvotenivået på total produksjon av svart kraft,  $\partial Y / \partial \alpha_N < 0$ . De forklarer dette ved å anta det motsatte, at produksjon av svart kraft går opp. Det må bety at produksjon av grønn kraft må øke for å tilfredsstillere kvotekravet i hvert land. Konsumet av grønn kraft må derfor øke i begge land, siden det nå er et felles marked for både kraft og sertifikater. Konstant eller økt produksjon av svart kraft impliserer at engrosprisen ( $q$ ) ikke endrer seg eller går opp. Hvis produksjonen av grønn kraft skal øke, må også prisen på grønn kraft,  $q+s$  øke. Dette innebærer en høyere sluttbrukerpris (11) i begge land. Det vil være motstrid til at konsumet øker i hvert land. Derfor må det være slik at produksjonen av svart kraft går ned i Norge, og ikke opp. Det kan vises, som i tilfellet med handel med kun kraft, at fortegnet til produksjon av svart kraft skal være likt i de to landene<sup>52</sup>. Det betyr at dersom vi får en økning i andelskravet til for eksempel Norge, så må produksjon av svart kraft gå ned i både Sverige og i Norge, siden vi vet at den totale produksjonen av svart kraft går ned.

Videre er det usikkert hvilken effekt økningen i kvotenivået i ett land vil ha på total produksjon av grønn kraft. Det som kan vises er at ved et felles marked for sertifikater i tillegg til kraft, vil fortegnet på produksjonen av grønn kraft være likt i begge land. Resultatene sier ingenting om effekten kvotenivået har på konsumet i noen av landene.

I denne delen av analysen er det altså knyttet noe usikkerhet til effekten av å øke kvotenivået, som er det virkemidlet som kan tas i bruk for å styre kraftproduksjonen. Det modellen fastslår er at produksjonen av svart kraft går ned, men den kan ikke forutse hva som vil skje med produksjonen av grønn kraft. Da Norge og Sverige ble slått sammen til et felles marked 1. januar 2012, ble det åpnet for handel med både kraft og sertifikater over landegrensene. Målet er å øke den totale produksjonen av grønn kraft, og at produksjonen skal fordeles mellom landene ut fra kostnadseffektivitet, og ikke ut fra landegrenser. I hvor stor grad en kan forvente at dette oppfylles, skal vi studere ved hjelp av en numerisk modell tilpasset det norske og det svenske markedet. Til slutt vil jeg sammenlikne med resultatene fra den numeriske modellen til A&N (2009).

<sup>52</sup> Amundsen & Nese (2009) *Integration of tradable green certificate markets: What can be expected?*

## 5 Basis-scenario

I kapittel 6 har det blitt utformet en numerisk likevektsmodell med justerbare parametere basert på modellen til Amundsen og Nese (2009). Størrelsene på konsum og produksjon fra de ulike kraftkildene, kostnadsforhold mellom de ulike kraft-typene og potensiale for utbygging av grønn kraft i hvert land vil bli presentert i dette kapittelet. Videre vil modellen i neste kapittel baseres på tallene som vil bli presentert i dette kapittelet slik at vi får de fram reelle forskjeller mellom utgangspunktet til Norge og Sverige.

### 5.1 Norge i dag og utsikter fremover

Ifølge NVE sin varedeklarasjon for 2010<sup>53</sup> hadde Norge en kraftproduksjon på 124,4 TWh der 94,8 % av den totale kraften kom fra vannkraftverk, og omtrent 119 TWh kom fra fornybare energikilder. Dette tallet er omtrent likt gjennomsnittlig levering av kraft til fastlands-Norge siden år 2000 ifølge en rapport fra NVE (2011b). En fjerdedel av den totale kraftproduksjonen kommer fra de ti største vannkraftverkene. Vindkraft utgjorde om lag 1 TWh, mens varmekraft (i hovedsak fra gasskraft) sto for 5,6 TWh av den totale produksjonen.

Forbruket inkludert overføringstap utgjorde 131,9 TWh. Nettoimporten var på 7,5 TWh og brutto import på 14,7 TWh. Norge har overføringskapasitet til Sverige, Finland, Danmark og Nederland. I et normalår er Norge nettoeksportør av kraft. Vi vil importere og eksportere fra disse landene gjennom hele året, fordi tilgangen på vannkraften vil variere med nedbørsmengde og husholdningenes forbruk vil variere med temperatur. Norske vannkraftanlegg er rimelige å regulere opp eller ned ettersom etterspørselen varierer, mens ved termisk kraft lønner det seg å ha jevn produksjon over hele døgnet. Dermed blir det ofte slik at Norge importerer kraft om natten og eksporterer om dagen.

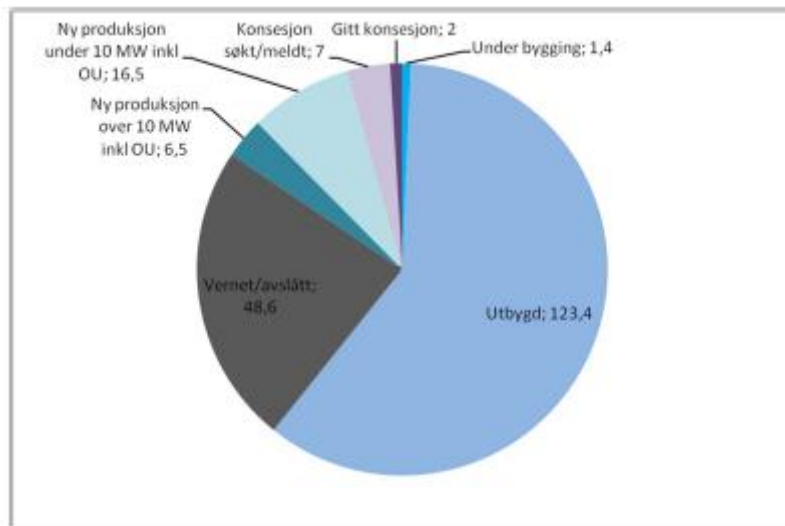
For å få tildelt elsertifikater, må kraftprodusenten bli godkjent av NVE som produsent av «ny fornybar» kraft. Det betyr at størsteparten av Norge sin kraftproduksjon ikke vil bli sertifikatberettiget fordi den består av storskala vannkraftverk karakterisert ved svært lave produksjonskostnader som derfor også er lønnsomme uten subsidier. Disse vil gå inn under «svart» kraft i modellen.

---

<sup>53</sup> <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/Varedeklarasjon1/Varedeklarasjon-2010/>

Vi må finne ut hvordan Norge mest sannsynlig vil utvide sin «grønne» kraftproduksjon ved innføring av et felles sertifikatmarked med Sverige. I hvilke sektorer ser vi størst potensiale?

### 5.1.1 Vannkraft



Figur 9 Vannkraftpotensialet i Norge<sup>54</sup>

I 2010 hadde vannkraftverk i Norge en installert effekt på 124,8 TWh, inkludert prosjekter under utbygging. Vannkraftverk varierer mye i produksjonskostnader, der noen vil være billigere og noen dyrere enn andre teknologier. Kun småskala vannkraftverk vil få tildelt grønne sertifikater. Det vil si at kraftverket kan maksimalt ha en installert effekt på 10 MW, men det er også her mye av det faktiske utbyggingspotensialet ligger (16,5 TWh ifølge NVE), se figur 9. 48,6 TWh av det totale vannkraftpotensialet anses som vernet. Det gjenstående potensialet er dermed på 32 TWh, der 10 TWh av disse allerede er inne i konsesjonssystemet (per 2010).

### 5.1.2 Vindkraft

I Norge i dag utgjør vindkraft liten del av den samlede kraftproduksjonen. Norge har 430 MW installert effekt per 2009, noe som utgjør omtrent 1 TWh<sup>55</sup>.

I rapport 17 fra NVE (2005) anslår de at vindkraftpotensialet i Norge er på hele 250 TWh, der mesteparten av potensialet ligger i Finnmark. For at vindkraftpotensialet skal kunne utnyttet fullt ut, er det visse forhold som må legges til rette. Blant annet må nettkapasiteten økes, siden størstedelen av etterspørselen etter kraft kommer fra sør, mens produksjonen vil skje mest i

<sup>54</sup>Bartnes (2010) *Elsertifikater i Norge*.

<sup>55</sup>NVE (2010) *Tilgangen til fornybar energi i Norge- et innspill til Klimakur 2020*.

nord. Andre hensyn som må tas er mulig skadevirkning på miljøet, vanskelig terreng, sjenanse for bebyggelsen i nærheten og i noen tilfeller reindrift og forsvarrets radaranlegg. Mye av potensialet kan ikke utnyttes fordi det ikke er økonomisk lønnsomt per i dag. NVE definerer det *fysiske potensialet* som den delen av vindenergien i Norge som det går an å bygge ut med dagens teknologi, uten at det tas hensyn til miljømessige eller økonomiske restriksjoner. En økonomisk vurdering som må gjøres i forhold til en eventuell utbygging, vil være kostnader knyttet til infrastruktur (veinett og nettkapasitet) og vindforhold. *Det økonomiske potensialet* vil være den delen av det fysiske potensialet som det vil være økonomisk lønnsomt å bygge ut.

I *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025* utført av Enova (2008) i samarbeid med NVE, ser de på hvor mye utbygging som kan være realiserbart, gitt kapasiteten til overføringsnett. Dette ble gjort for å si noe om støttebehovet til vindkraft på land på kort og mellomlang sikt. Denne studien viser at det innen 2020 skal være mulig å øke produksjonen med totalt 30 TWh fordelt på 13 TWh fra vannkraft og 17 TWh fra vindkraft. Vannkraft og vindkraft konkurrerer om det samme overføringsnett. Mulighetsstudien tar utgangspunkt i at utbygging skjer der det finnes ledig nettkapasitet, inkludert kapasiteten som tilføres etter Statnett sine planlagte forsterkninger. Offshore vindprosjekter nær land tilknyttet ledningsnett vil måtte konkurrere om den samme nettkapasiteten. Potensialet for vindkraftverk lenger enn 20 km utenfor kysten er svært stort, men ikke lønnsomt uten støtteordninger. Fordelen med offshore vindkraft er mer stabile og kraftige vindforhold, og færre konflikter med andre brukerinteresser enn vindkraft på land. Ulempen er at installasjons- og vedlikeholdskostnadene er betydelig høyere enn på land. En forutsetning for at utbygging av offshore vindprosjekter skal skje i Nordsjøen, er at det bygges ut et felles overføringsnett mellom landene som sokner dit.

I rapport 1007 fra Møreforskning Molde AS anslås det at vindkraft på land har driftskostnader mellom 60 og 80 øre/kWh. I Norge har vi liten erfaring med offshore vindkraftanlegg, og vet derfor ikke mye om kostnaden ut fra egne erfaringer. Vi kan bruke anslåtte produksjonskostnader fra nye felt fra andre europeiske land og anta at kostnadene i Norge vil være omtrent like. Landene Belgia, Tyskland, Nederland og Storbritannia har en gjennomsnittlig kostnad på 1,40 NOK/kWh. Dette er en kostnad som ligger omtrent 3,5

ganger over markedsprisen for elektrisk kraft.<sup>56</sup> Dermed er elsertifikater (eller andre støtteordninger) nødvendige for at det skal kunne bli lønnsomt å satse på offshore vindkraft, kombinert med en utvikling i teknologien og infrastrukturinvesteringer som kan redusere kostnadene på sikt. Per i dag anses det som en «umoden» teknologi. Det betyr at det kreves mer forskning og teknologiutvikling før offshore vindkraft vil være lønnsomt. Fram mot 2020 antar en derfor at det i hovedsak vil være vannkraft og vindkraft på land som vil utgjøre den største delen av utbyggingen. Selv om vannkraft fortsatt er mer økonomisk lønnsomt enn vindkraft, vil det bli rettet mer fokus på miljø- og industriutvikling, samt fordelene med en blanding av kraftproduksjon som støtter opp om utbygging av mer vindkraft.

## 5.2 Sverige i dag og utsikter fremover

Ifølge Energimyndigheten<sup>57</sup> hadde Sverige et kraftforbruk på 147 TWh i 2010. Dette var et «kaldt» år, så konsumet lå over normalen, som bruker å ligge på rundt 145<sup>58</sup> TWh. Dette svarer til et betydelig lavere forbruk per capita enn i Norge, som har nesten halvparten så mange innbyggere som Sverige. Innenlands lå produksjonen på 145 TWh, der 66,2 TWh kom fra vannkraft, 3,5 fra vindkraft, 55,6 fra kjernekraft og resten fra kondenskraft og kraftvarme<sup>59</sup>. I gjennomsnitt mellom årene 2003 og 2010 produserte Sverige rundt 143 TWh i året. I rapport 28 har Energimyndigheten (2010) i Sverige beregnet potensial og kostnad for utbygging av de ulike fornybare teknologiene i Norge og Sverige, og disse vil bli presentert i de følgende underkapitlene i figurene 10, 11 og 12.

### 5.2.1 Vannkraft

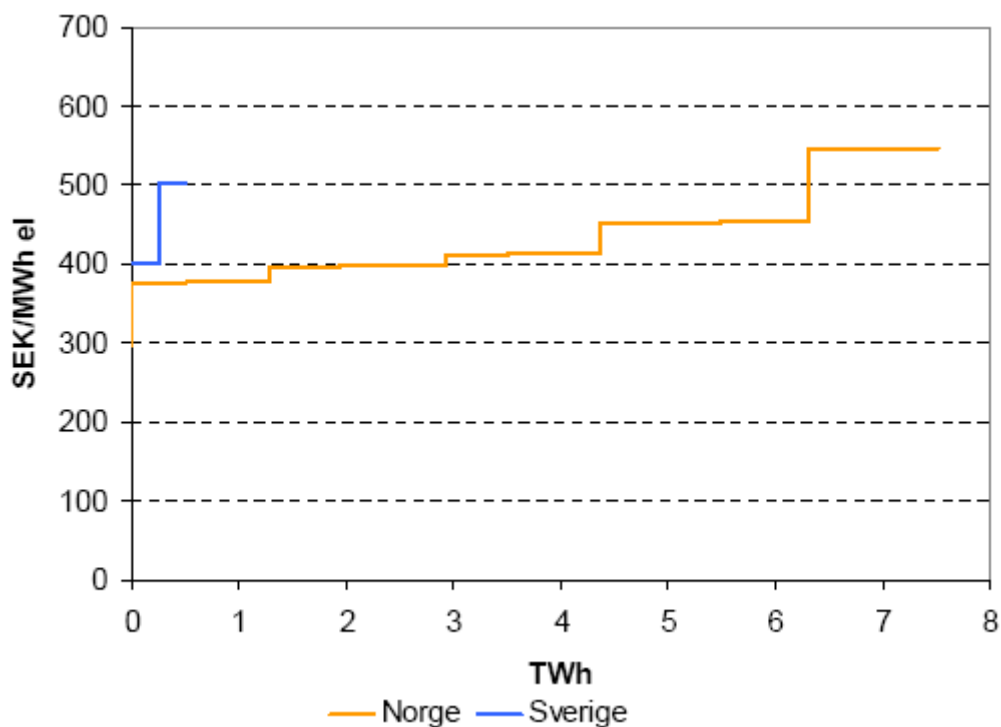
Vannkraften står i dag for om lag halvparten av Sveriges kraftproduksjon. I 2010 ble 597 av totalt 1 164 vannkraftverk tildelt grønne sertifikater etter kriteriene for elsertifikatberettiget produksjon. 2010 ble ansett som et år med normal vannføring, og da ble 2,6 TWh kraft produsert av godkjente anlegg. Energimyndigheten i Sverige (28/2010) anslår utbyggingspotensialet fram mot 2020 til å utgjøre 0,5 TWh.

<sup>56</sup> Pris på levering av elektrisk kraft på Nordpool med levering i 2015 var 38 øre da rapporten ble skrevet.

<sup>57</sup> Energimyndigheten (2012) Pressemelding. *Hög nettoexport då användningen av el minskade under 2011.*

<sup>58</sup> Gjennomsnittlig energikonsum i Sverige i perioden 2003-2010 lå på 144,75 TWh.

<sup>59</sup> Kraftvarme er en energieffektiv måte å utvinne både varme og kraft fra ett og samme brensel gjennom energiomvandling. Varmekraftverk som kun produserer kraft omtales som kondenskraft. Disse kraftverkene bruker kull, olje, naturgass og biobrensel. (Svenskenergi.se)



Figur 10: Potensial og kostnad for utbygging av ny vannkraft i Sverige og i Norge år 2020 (utover det som var i bruk i 2008) i SEK<sup>60</sup> og TWh<sup>61</sup>.

I figur 10 kan man se de anslåtte utbyggingskostnadene for vannkraft i Norge i forhold til Sverige i SEK/MWh. Kostnadskurvene for utbygging av ny fornybar kraft vil typisk stige i trappetrinn. Hvert trinn opp i kurven representerer et punkt der kapasiteten i det eksisterende anlegget er fullt utnyttet, og en utvidelse av produksjonen vil kreve en kostbar investering for å utvide kapasiteten eller bygge et nytt kraftverk. Når kraftverket først er bygget er det tilnærmet kostnadsfritt å øke produksjonen helt til kapasiteten igjen er fullt utnyttet. Vi ser at kostnadskurven til Sverige stopper ved 0,5 TWh fordi utbyggingspotensialet er begrenset.

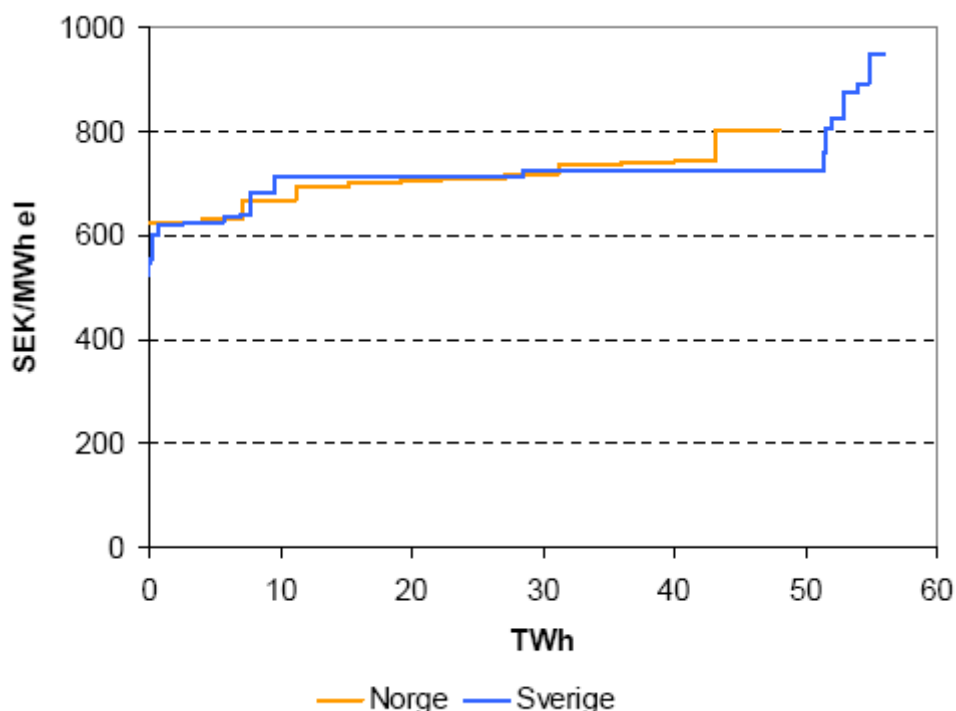
### 5.2.2 Vindkraft

I likhet med Norge, er andelen av den totale kraftproduksjonen som kommer fra vindkraft lav i Sverige (4,2 % i 2011), men det finnes gode potensialer til å utvide. Ifølge Energimyndigheten (2010) har Riksdagen lagt til rette for at det skal kunne bygges ut vindkraft tilsvarende 20 TWh på land og 10 TWh til havs innen 2020. Den teknologiske utviklingen innen vindkraft har gått raskt, og kunnskap fra tidligere erfaringer bidrar til å senke kostnadene til vindkraft i tiden fremover. Sverige hadde i 2010 1606 vindkraftverk,

<sup>60</sup> 1 SEK= 0,8631 NOK hvis en bruker gjennomsnittskursen gjennom 2011.

<sup>61</sup> 1 TWh= 1000 GWh. 1 GWh= 1000 MWh. 1 MWh= 1000 KWh.

hvorav 67 var til havs. Energimyndigheten<sup>62</sup> i Sverige har basert kostnadsberegningene for ny vindkraft i Sverige på en analyse fra Elforsk (*Vindkraft i fremtiden* fra 2008), der de har justert opp investeringskostnadene til 2010 nivå. Norges potensial er blitt antatt å være på omtrent samme nivå som i Sverige, og det ser ut til at kostnadene i liten grad varierer. Vindforholdene har mer å si for kostnadene for vindkraft enn investeringskostnadene, som er relativt like i de ulike landsdelene. Turbinkostnadene er antatt å være like, men plasseringsspesifikke kostnader for eksempel knyttet til nettverkstilgang, kan variere mellom landene.



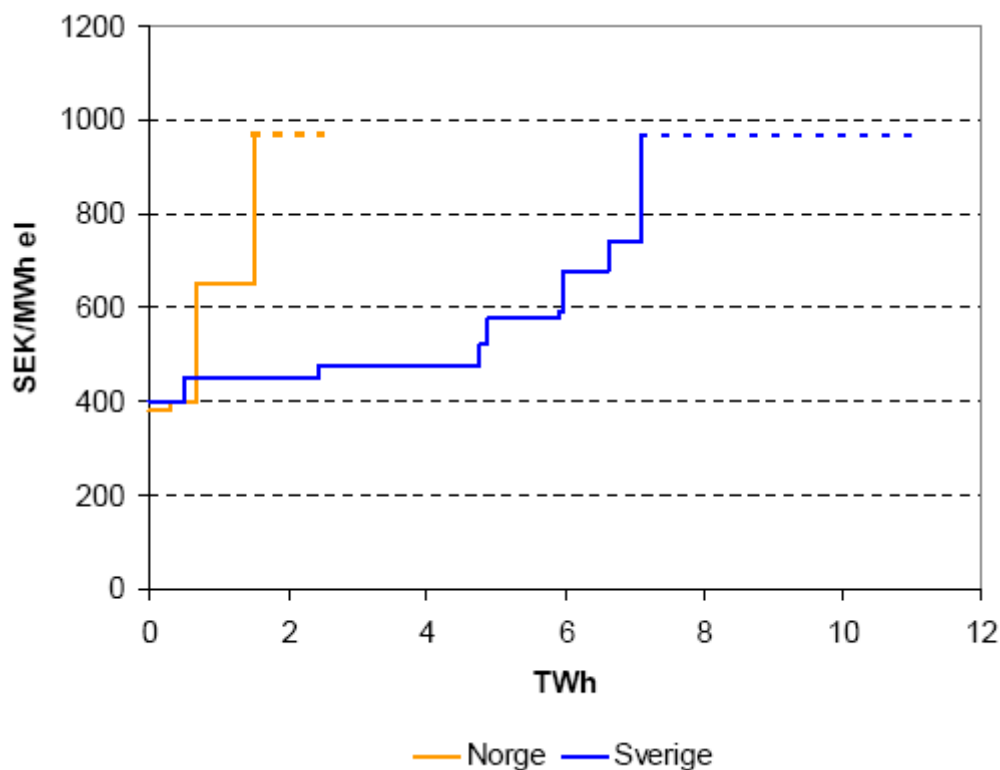
**Figur 11: Potensial og kostnad for ny vindkraft i Sverige og i Norge år 2020 (utover det som var i bruk i 2008) i SEK og TWh.**

I figur 11 ser man at potensialet er stort for ny vindkraft til en kostnad på 65-70 øre<sup>63</sup>/kWh for begge landene. Grunnet mye usikkerhet rundt beregninger av kostnader kan en ikke si noe signifikant om forskjeller mellom landene, og dermed heller ikke noe om i hvilket av landene en tror at utbyggingen vil etableres. Andre faktorer enn kostnader kan bidra til å avgjøre hvor utbyggingen vil finne sted. Dette kan for eksempel være entreprenørskap, lokal aksept, og tidligere erfaringer. Dermed antas det foreløpig at utbyggingen av ny vindkraft vil være omtrent like stor i Norge og Sverige.

<sup>62</sup> Energimyndigheten (2010) *Gemensamt elcertifikatsystem med Norge. Delredovisning med att föreslå nya kvoter mmi elcertifikatsystemet.*

<sup>63</sup> Oppgitt i SEK. Omregnet til NOK med årsgjennomsnittet av valutakursen i 2011 lagt til grunn ligger kostnaden i NOK på rundt 56-60 øre.

### 5.2.3 Biobrensel og torv



Figur 12: Potensial og kostnad for ny biobrenselkraft<sup>64</sup> i Sverige og i Norge år 2020 (utover det som var i bruk i 2008) i SEK og TWh.

I figur 12 ser vi potensial og kostnad for ny biobrenselkraft i Norge og Sverige, der det kommer tydelig frem at Sverige har større potensiale og lavere marginalkostnader enn Norge. I motsetning til Norge, har Sverige store skogs- og åkerarealer der fjernvarmegrunnlaget er stort. Det gir gode forutsetninger til å produsere biobrensel. Biobrenselanlegg deles opp i kraftvarme, industrielt mottrykk og biogass innen elsertifikatsystemet. Den produserte varmen fra biobrensel kan utnyttes i industrielle prosesser eller i fjernvarmesystem, slik at det bidrar til en mer stabil og forutsigbar kraftproduksjon enn andre fornybare energikilder.

Det er blitt bestemt at torv skal inngå i elsertifikatsystemet i Sverige dersom det brukes til brensel i kraftvarmeanlegg. Selv om torv ikke kan klassifiseres som fornybart brensel, vil det være å foretrekke fremfor kull i kraftvarmeverk og har derfor blitt tildelt grønne sertifikater som konkurransefortrinn. Ifølge Energimyndigheten<sup>65</sup> brukte 22 anlegg torv i Sverige i 2010, med en produksjon på omtrent 792 GWh. I 2010 ble det produsert 12 TWh fra biobrenselanlegg inklusive torv. Den totale elsertifikatberettigede produksjonen var på 18 TWh samme år, noe som betyr at bioenergi er det dominerende bidraget til ny fornybar kraft i

<sup>64</sup> Biobasert kondensproduksjon markeres med stiplede linjer i figuren.

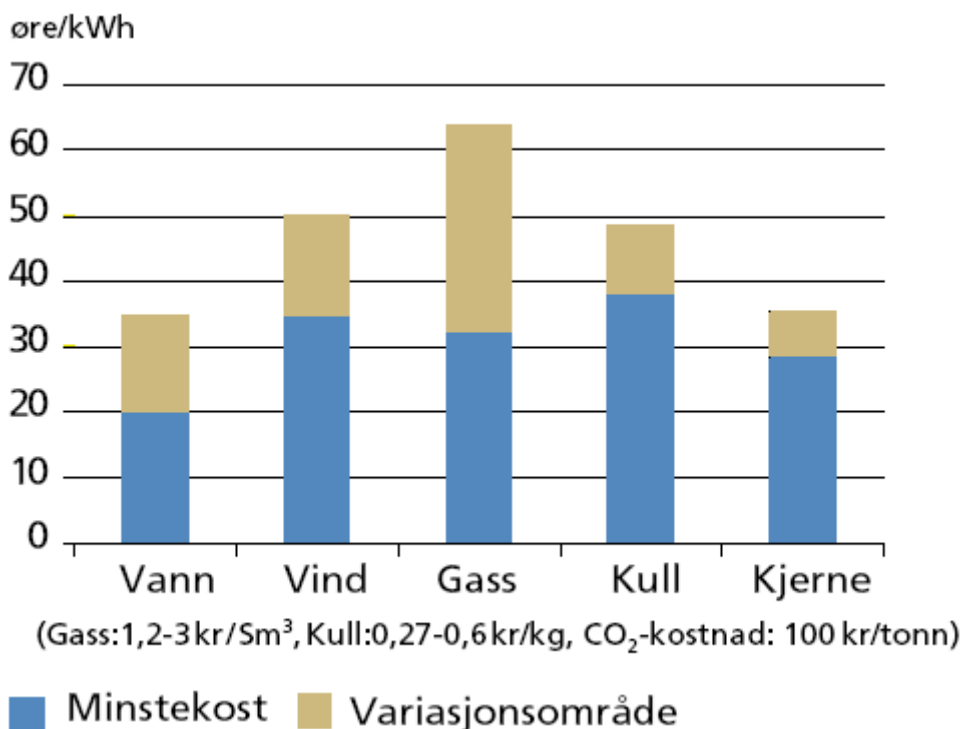
<sup>65</sup> Energimyndigheten (2010) *Gemensamt elsertifikatsystem med Norge. Delredovisning med att föreslå nya kvoter mmi elsertifikatsystemet.*



Sverige. Mellom 9 og 10 TWh av anleggene var allerede satt i drift før elsertifikatsystemet startet opp i 2003, men økningen fram til i dag har likevel vært på 20 %.

I begge landene er solenergi uten betydning i den totale produksjonen. Krav om timevis metning og rapportering av strømproduksjonen for å få tildelt elsertifikater er kostbart per produsert MWh for små solcelleanlegg. Per i dag finnes det ingen store anlegg, og mye solcelleenergi brukes privat i boliger og ikke til strømproduksjon. I 2010 var det 13 godkjente anlegg i Sverige. Disse utgjorde til sammen 275 MWh av produksjonen (se tabell 2), som er en marginal del av den totale kraftproduksjonen.

### 5.3 Produksjonskostnader og utbyggingspotensiale for kraft i Norge og Sverige



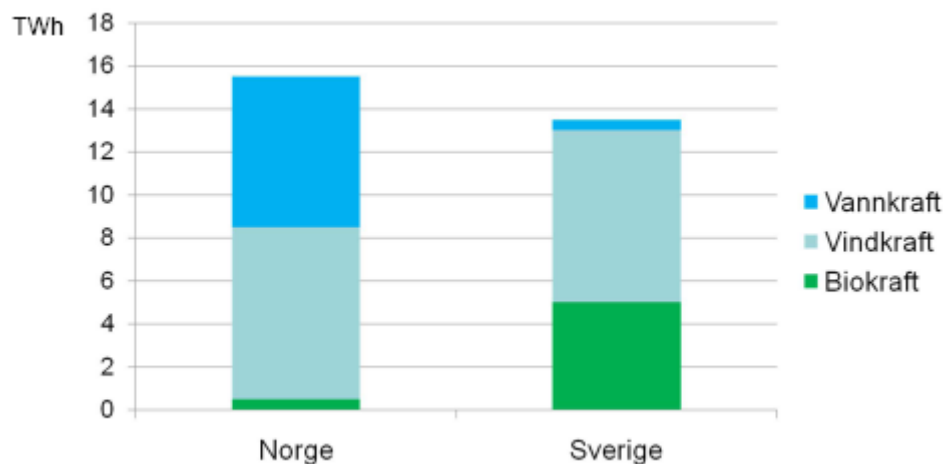
Figur 13: Enhetskostnader- ulike kraftgenereringsformer.

I figur 13 har NVE<sup>66</sup> laget et anslag på marginalkostnader for ulike typer kraft i oppgitt i NOK/kWh<sup>67</sup>. Ved produksjon av svart kraft ser vi at vannkraft har lavere marginalkostnader enn kjernekraft (i minstekostnad). Det kan være variasjoner i produksjonskostnader ved samme kraftgenereringsform, der lokale forhold spiller inn, samt usikkerhet til fremtidige brenselskostnader. I motsetning til vannkraft gir kjernekraft en mer stabil produksjon.

<sup>66</sup> NVE (2007) *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*.

<sup>67</sup> Kostnader har tidligere blitt oppgitt i SEK, men det har ingen betydning at de her oppgis i NOK siden det er relative kostnader som skal vurderes.

Kullkondens og gassturbiner har relativt høye kostnader blant annet fordi de trenger kostbare innsatsfaktorer som kull i produksjon, mens vann er gratis. Disse kraftteknologiene utnyttes ikke i Norge eller Sverige. I Norge kommer nær all kraftproduksjon fra vannkraft, mens i Sverige er produksjonen delt mellom vann- og kjernekraft. Vi kan derfor regne at produksjon av svart kraft har litt høyere marginalkostnader i Sverige enn i Norge på grunn av kjernekraften.



**Figur 14: Mulig fordeling av ny produksjon (2012-2020)<sup>68</sup>.**

Basert på potensialene og kostnadene for de ulike typene ny fornybar energi har Energimyndigheten (2010)<sup>69</sup> fremstilt en mulig fordeling av ny produksjon i perioden 2012 til 2020 for både Sverige og Norge. Resultatene vises i figur 14. Her ser vi at den meste av den nye produksjonen trolig kommer til å skje i Norge, totalt rundt 15,5 TWh. Vindkraft står for det meste av utbyggingen (8 TWh), deretter vannkraft (7 TWh) og en liten del biokraft (0,5 TWh). Sverige vil trolig bygge ut rundt 13,5 TWh. Størsteparten vil bestå av vindkraft (8 TWh), etterfulgt av biokraft (5 TWh), og en liten del ny vannkraft (0,5 TWh). Vindkraft vil altså være den typen ny fornybar kraft som vil bygges mest ut i begge landene, omtrent 8 TWh i hvert land.

Prinsippet med et felles elsertifikatmarked er at utbygging skal finne sted der kraften kan produseres til lavest mulig grensekostnad. Den mulige fordelingen av ny produksjon viser at Norge vil bygge ut mer enn Sverige innen 2020. Hvor mye en forventer å bygge ut fra hver av teknologiene vann-, vind- og biokraft er presentert i tabell 3 (i GWh) for Norge og i tabell 4

<sup>68</sup> Kilde: Bartnes (2011) *Elsertifikater i Norge*.

<sup>69</sup> Energimyndigheten (2010) *Gemensamt elsertifikatsystem med Norge*.

for Sverige ut fra anslagene i figur 14. I tabellene er de antatte grensekostnadene (oppgitt i SEK/GWh) lest ut fra figurene 10, 11 og 12 fra det anslåtte produksjonsnivået i TWh for hver teknologi i figur 14. Hvis en da finner den totale kostnaden for hver teknologi ved å multiplisere forventet produksjon med grensekostnaden og legger dette sammen, finner en *total kostnad* av forventet produksjon. Den samlede grensekostnaden for produksjon av grønn kraft (MC grønn kraft) får vi videre ved å dividere med forventet produksjon (i GWh). Dersom vi sammenlikner dette tallet for Norge og Sverige, ser vi at det er tilnærmet det samme på 600 000 GWh, noe som svarer til 60 øre/kWh. Altså har siste enhet av grønn kraft som blir produsert lik grensekostnad i begge land. Norge sin kostnadskurve for grønn kraft vil være noe slakere enn Sverige sin, noe som betyr at samlet sett øker kostnadene langsommere i Norge enn i Sverige ved en utvidelse av grønn kraftproduksjon.

**Tabell 3: Grensekostnad (SEK) og produksjon (GWh) for de ulike typene kraft i Norge.**

Ny kraft	GWh	SEK/GWh	Totalkostnad	MC grønn kraft [GWh]
Vann	7000	550 000	3 850 000 000	
Vind	8000	625 000	5 000 000 000	
Bio	500	980 000	490 000 000	
Totalt	15500		9 340 000 000	600 000 <sup>70</sup>

**Tabell 4: Grensekostnad (SEK) og produksjon (GWh) for de ulike typene kraft i Sverige.**

Ny kraft	GWh	SEK/GWh	Totalkostnad	MC grønn kraft [GWh]
Vann	500	500 000	250 000 000	
Vind	8000	625 000	5 000 000 000	
Bio	5000	580 000	2 900 000 000	
Totalt	13500		8 150 000 000	600 000 <sup>71</sup>

## 5.4 Modelloppsett

I modellen som nå skal presenteres, har basis-scenariet blitt utformet ved å tilpasse variablene ut fra tallene presentert i 5.1.3. Parameterne er justert slik at de på en best mulig måte representerer riktige kostnads-, konsum- og produksjonsforskjeller i Sverige og i Norge<sup>72</sup>. Det er viktig å merke seg at dette er en modell som kun gir en indikasjon på relative størrelser, samt i hvilken retning de ulike variablene endrer seg når vi skrur på parameterne. Mengde oppgis i TWh i modellen og pris i SEK. Dette vil ikke være størrelser som svarer til

<sup>70</sup> =602 580,65

<sup>71</sup> =603 703,70

<sup>72</sup> Jeg har brukt tallene jeg har funnet for kraftproduksjon og forbruk i analysen, og sett bort fra at ikke all kraft går inn under «beregningsrelevant mengde» i sertifikatsystemet og at deler av forbruket er fritatt fra kvoteplikten.

virkeligheten, men som brukes til å kunne sammenlikne pris og volumeffekter i Norge og i Sverige. Sverige hadde et eget elsertifikatsystem før Norge kom inn på dette markedet. Det vil derfor bli tatt utgangspunkt i et basis-scenario der Sverige holder kvotenivået fast på det nivået de har satt for 2020, det året da målet om å ha finansiert 13,2 TWh ny fornybar kraft (fra 2012) skal være oppfylt. Til å begynne med skal vi se på i hvilken grad Sverige ville klart å øke fornybarandelen uten at Norge hadde innført et elsertifikatsystem.

To ulike handelssituasjoner med hvert sitt basis-scenario vil bli analysert. Den første scenariet er der Norge og Sverige kun handler med kraft og ikke med sertifikater på tvers av landegrensene. Dette vil gi en felles engrospris, men ulike sertifikatpriser mellom landene. Før det samlede markedet for sertifikater ble innført 1. januar 2012, hadde de nordiske landene kun et felles kraftmarked. Sverige hadde et eget sertifikatmarked, mens Norge ikke hadde noe sertifikatmarked, noe som tilsvarer et kvotenivå på null i Norge. Ved å sette opp kvotenivået i Norge, skapes det et internt sertifikatmarked også i Norge. Hvordan kvotenivået settes vil også ha konsekvenser i Sverige når det kommer til konsum, produksjon av grønn og svart kraft, sertifikatpris, sluttbrukerpris og engrospris<sup>73</sup>.

I det andre scenariet vil det åpnes opp for handel med elsertifikater i tillegg til kraft. Norge og Sverige vil da få en felles sertifikatpris, slik at det skal legges til rette for at det landet med lavest grensekostnader i produksjon av grønn kraft vil bygge ut mest. Denne situasjonen er den som svarer til hvordan det er i dag, og vil derfor være den mest interessante å studere. Videre i den numeriske analysen har jeg ikke gått nærmere enn på et scenario med autarki, men heller fokusert mer på de to andre scenariene.

Det er blitt satt lik funksjonsform på kostnader og etterspørsel etter kraft for Norge og Sverige, slik at en ved å endre parameterne kan lage skiller mellom landene. Dette er en fordel fordi man kan justere på parameterne for å få frem pris- og volumeffekter, som er hensikten med analysen. Videre i analysen kan det endres på kostnadsparameterne for svart og grønn kraft, samt etterspørselsparameteren, og vi kan studere hvor forskjellig utslaget vil bli i hvert scenario. Det må understrekes at de valgte kostnads- og etterspørselskurvene er fiktive, og vil ikke gi en korrekt beskrivelse av det norske og det svenske kraftmarkedet. Likevel kan de bidra til å gi rimelige anslag på pris- og volumeffekter i forhold til basisscenarioene.

---

<sup>73</sup> Detaljert informasjon om utregningene kan anskaffes ved å ta kontakt med forfatteren.

$p(x)$  = Invers etterspørselsfunksjon etter kraft. Vi antar:

$$\partial p(x) / \partial x = p' < 0.$$

I modellen er denne gitt ved:

$$(16) \quad p_i(x_i) = \lambda_i - \varphi_i x_i \quad i=N, S.$$

$c=c(y)$ : Industriens kostnadsfunksjon for svart kraft. Vi antar:

$$\partial c / \partial y > 0 \text{ og } \partial^2 c / \partial y^2 \geq 0.$$

I modellen er denne gitt ved:

$$(17) \quad c_i(y_i) = \gamma_i y_i^2.$$

Der  $y_i$  er produksjon av svart kraft i land  $i$ . Grensekostnad til svart kraft:

$$(18) \quad \partial c_i / \partial y_i = 2\gamma_i y_i.$$

$h=h(z)$ : Industriens kostnadsfunksjon for grønn kraft. Vi antar:

$$\partial h / \partial z > 0 \text{ og } \partial^2 h / \partial z^2 \geq 0.$$

I modellen er denne gitt ved:

$$(19) \quad h_i(z_i) = \beta_i z_i^2.$$

Der  $z_i$  er produksjon av grønn kraft i land  $i$ . Grensekostnad til grønn kraft:

$$(20) \quad \partial h_i / \partial z_i = 2\beta_i z_i.$$

*Den inverse etterspørselsfunksjonen* (16) er fallende i konsum ( $x_i$ ), som betyr at sluttbrukerprisen faller når konsumet øker. *Kostnadsfunksjonen for svart kraft* (17) er økende og konveks. Grensekostnaden (kostnaden for den siste produserte MWh kraft) er høyere jo flere produksjonsanlegg som allerede er bygget ut. Uten produksjon vil altså kostnaden være null, deretter vil kostnadene stige i økende grad. Svart kraft består i hovedsak av vannkraft og kjernekraft i Norge og Sverige, teknologier som er karakterisert ved svært lave produksjonskostnader.

*Kostnadsfunksjonen for grønn kraft* (19) har samme form som for svart kraft. Det er ikke urealistisk å tro at situasjonen i Norge og i Sverige faktisk kan beskrives av en kostnadsfunksjon som starter i null, derfor har en slik kostnadsfunksjon blitt valgt. Noe sertifikatberettiget produksjon vil være lønnsom også *uten* sertifikater. Det kunne alternativt blitt brukt en funksjonsform der kostnaden for grønn kraft begynner over null i form av et tilleggssledd i (19), slik at en kunne fått fram at grønn kraft ikke vil være lønnsom uten et visst investeringsnivå. I Norge og Sverige har vi muligheten til å produsere til svært lave kostnader når ingen utbygging allerede har blitt gjort, derfor er ekstraleddet i funksjonen ikke blitt tatt med. For eksempel kan dette gjøres i form av utbygging av småskala vannkraftverk (ingen utgifter til innsatsfaktorer siden vann er kostnadsfritt) og omlegging fra fossilt brensel til biobrensel i kraftverk.

**Tabell 5: Parametere brukt i basis-scenariet i modellen.**

	$\beta$	$\phi$	$\gamma$	$\lambda$	$\alpha$
Norge	4,5	0,80	0,15	140	0-0,70
Sverige	5	0,80	0,20	180	0,195

I tabell 5 er parameterne som er blitt valgt til basis-scenariet presentert. For å få frem effektene tydelig i modellen er kostnadsforholdet mellom svart og grønn kraft «overdrevet». I Sverige er parameteren til grønn kraft  $\beta$  satt høyere enn i Norge, fordi vi i tidligere i kapittelet så at Sverige hadde noe høyere grensekostnader ved produksjon av grønn kraft enn Norge, på grunn av høyere andel biobrensel. Det samme gjelder for svart kraft, der Sveriges parameter  $\gamma$  er satt høyere fordi en høyere andel kjernekraft i produksjonssammensetningen gjør det relativt dyrere enn den rimelige vannkraften i Norge. Parameteren  $\lambda$  er justert for å få noenlunde «riktige» verdier på konsum og produksjon i Basis-scenariet.

Etterspørselsparameteren  $\phi$  er satt lik i Norge og Sverige, slik at begge landene er like følsomme for prissvingninger. Det er usikkert om etterspørselen skiller seg mellom de to landene, og mange effekter vil spille inn. Etterspørselsparameterne har blitt satt likt i Norge og Sverige og det har kun blitt justert på  $\lambda$  for at konsum og produksjon skal være omtrent på nivå som i virkeligheten<sup>74</sup>. Etterspørselen vil normalt sett være forskjellig på kort og lang sikt, noe det ikke er tatt hensyn til i denne modellen. På kort sikt avhenger etterspørselen av reaksjonsevnen til konsumentene og hvorvidt substitusjonsgoder er tilgjengelige. Vi antar også konstant etterspørsel langs hele etterspørselskurven. Det vil være en forenkling av den

<sup>74</sup> De samme nivåene på parametrene har blitt brukt i begge basis-scenariene (B1 og B2) i kapittel 6 for at de skal kunne sammenliknes. Dette medfører at konsum og produksjon ikke vil være akkurat på nivå med tallene fra dette kapittelet i begge scenariene, men de vil være i nærheten.

reelle etterspørselen, som normalt vil variere ut fra hvor høyt konsumet i utgangspunktet ligger.

For å få frem tydelige effekter i modellen, er kvotenivået i Norge variert fra 0 til 0,70 med en stigning på 0,05 for hver gang kvotenivået heves. Kvotene vil derfor nå urealistisk høye nivåer i modellen, men siden poenget er å få frem effektene av å heve kvotene, vil det være nødvendig å sette dem høyt. I virkeligheten er kvotene i Norge satt mellom 0 og 0,183. I Sverige holdes kvoten fast på 0,195, som er Sveriges høyeste nivå.

A&N (2009) gjennomfører en numerisk likevektsmodell der de kun studerer to ulike kvotenivå. De innfører et kvotekrav på 0,05 i Norge og 0,127 i Sverige, som i 2009 tilsvarte de foreslåtte kvotekravene for henholdsvis Norge og Sverige i 2010. De studerer tre ulike scenarier der de varierer kvotenivået i Norge, men holder Sveriges kvote fast for hvert av de følgende tilfellene: i) Autarki, ii) Handel med kun kraft, iii) Handel med kraft og sertifikater. Modellen fokuserer på overgang fra et nasjonalt sertifikatmarked til et felles marked mellom to land, der effekten av andelskravet analyseres. Forskjellen mellom min numeriske modell i neste kapittel og den numeriske modellen til A&N (2009) vil være at jeg får frem hvilken retning variablene endrer seg ettersom kvotekravet gradvis heves i Norge, og ikke bare endringen fra ett kvotenivå til et annet.. Jeg vil justere på kostnads- og etterspørselsforholdene mellom landene for å undersøke hvor store utslag det gir i variablene i forhold til hvert basis-scenario. Jeg vil bytte ut kvotenivåene for 2010 med de fastsatte kvotenivåene for år 2020 nå som systemet er ferdig utformet. Deres resultater vil bli sammenliknet med denne modellens resultater i seksjon 7.1.3.

### 5.4.1 Velferdsendringer

Det kan være interessant å studere i hvilken grad de ulike valgene av kvotenivå påvirker det samfunnsøkonomiske overskuddet, eller *velferden*. Det går an å finne endringer i konsument- og produsentoverskudd mellom hver av tilstandene i hvert basis-scenario på følgende måte:

$$(21) \quad \Delta KO = \int_{x_0}^{x_\alpha} p(x) dx + x_0(p_0 - p_\alpha) - p_0(x_\alpha - x_0).$$

Endringen i konsumentoverskuddet ( $\Delta KO$ ) finner vi ved å subtrahere arealet under etterspørselskurven og over sluttbrukerprisen før kvoten i Norge heves med det tilsvarende (men endrede) arealet etter kvoteøkningen. Fotskrift 0 betyr  $\alpha=0$  og fotskrift  $\alpha$  betyr at

$\alpha=0,183$  (i Norge). Et negativt tall betyr at konsumentoverskuddet har falt, mens et positivt tall betyr at det har økt. Det samme vil gjelde for produsentoverskuddet.

$$(22) \quad \Delta PO_y = q_\alpha y_\alpha - \int_0^{y_\alpha} c(y) \partial y - \left[ q_0 y_0 - \int_0^{y_0} c(y) \partial y \right].$$

Endring i produsentoverskuddet for svarte produsenter ( $\Delta PO_y$ ) finner vi ved hjelp av uttrykk (22). Endringen i produsentoverskuddet vil bestå av differansen mellom arealet over kurven for det samlede tilbudet av kraft og opp til engrosprisen før og etter kvoten settes opp.

Produsenter i et land tjener på all kraft som produseres innenlands, uavhengig om kraften eksporteres eller konsumeres innenlands. Produsentene mottar den felles engrosprisen  $q$  for hver MWh kraft de tilbyr.

$$(23) \quad \Delta PO_z = (q_\alpha + s_\alpha) z_\alpha - (q_0 + s_0) - \int_{z_0}^{z_\alpha} h(z) \partial z.$$

Endring i produsentoverskuddet til grønne produsenter ( $\Delta PO_z$ ) er gitt ved uttrykk (24). Produsentene av grønn kraft vil øke produsentoverskuddet når prisen de mottar per MWh ( $q+s_i$ ) går opp.

$$(24) \quad \Delta V = \Delta PO_y + \Delta PO_z + \Delta KO.$$

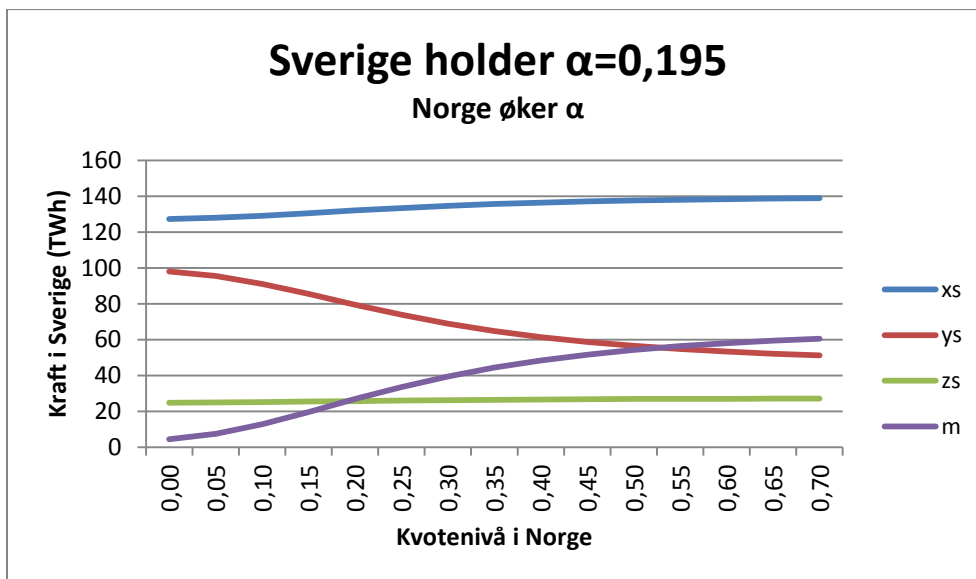
Den totale velferdsendringen ( $\Delta V$ ) beregnes ved å summere (6),(7) og (8). Hvis den går ned, er det i teorien ikke en samfunnsøkonomisk optimal løsning, og det må i så tilfelle argumenteres for hvorfor en slik løsning likevel velges.



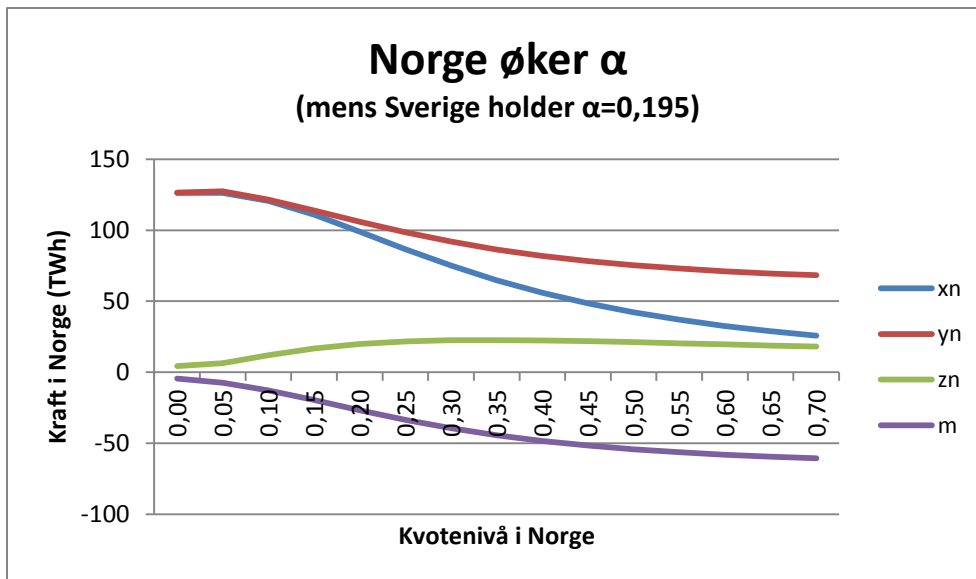
## 6 Numerisk analyse

I dette kapittelet er det presentert en numerisk likevektsmodell basert på modelloppsettet i seksjon 5.4. I 6.1 starter vi med å analysere en situasjon der det kun handles med kraft mellom Norge og Sverige. Vi studerer hvilken retning de ulike parameterne endrer seg når en øker kvoten i Norge, mens kvoten i Sverige hele tiden holdes fast. Deretter ser vi hvordan engros-, sluttbruker-, og sertifikatpris vil slå ut i 2020 til de allerede fastsatte kvotenivåene for hvert land. Videre vil vi kunne endre på parameterne til svart kraft, grønn kraft og etterspørselen for å se om kostnads- og etterspørselsforholdene mellom landene har stor betydning for resultatene. Til slutt vil endringer velferd gjennom endret produsent- og konsumentoverskudd regnes ut. Det vil gis korte oppsummeringer underveis i teksten. Seksjon 6.2 er bygget opp på samme måte som 6.1, men det analyseres en situasjon der Norge og Sverige handler både med kraft og sertifikater.

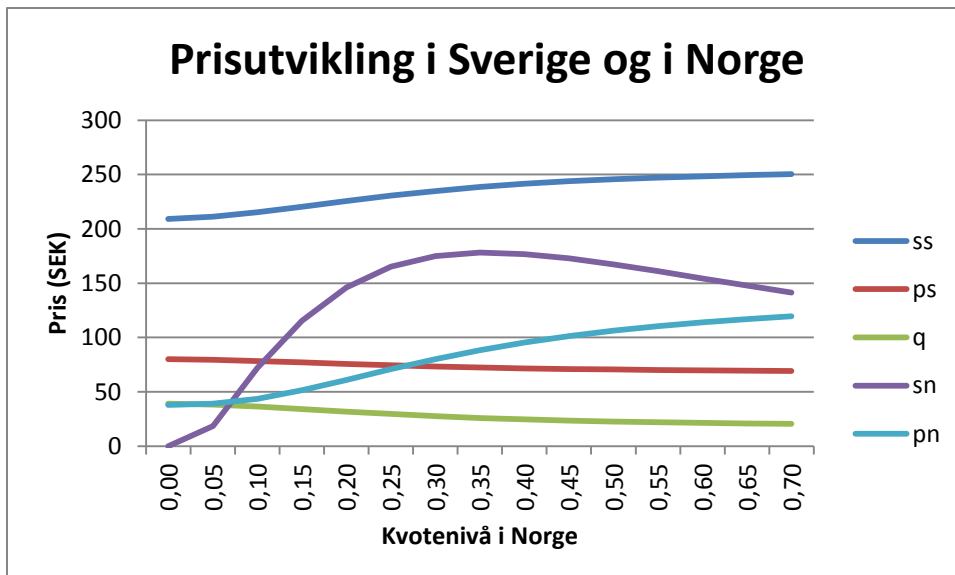
### 6. 1 Handel med kraft mellom Norge og Sverige



Figur 15: Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Sverige når Sverige holder  $\alpha=0,195$  mens Norge hever kvoten fra 0 til 0,70.



Figur 16: Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Norge når Sverige holder  $\alpha=0,195$  mens Norge hever kvoten fra 0 til 0,70.



Figur 17: Utvikling i sertifikatpris, sluttbrukerpris og engrospris i Norge og Sverige når Sverige har  $\alpha=0,195$  mens Norge hever kvoten fra 0 til 0,70.

- **Tegnforklaring:**

$x_S$  = Konsum i Sverige.

$y_S$  = Produksjon av svart kraft i Sverige.

$z_S$  = Produksjon av grønn kraft i Sverige.

$x_N$  = Konsum i Norge.

$y_N$  = Produksjon av svart kraft i Norge.

$z_N$  = Produksjon av grønn kraft i Norge.

$m$  = Import/eksport av kraft.

$s_S = \text{Sertifikatpris i Sverige.}$

$p_S = \text{Sluttbrukerpris i Sverige.}$

$q = (\text{Felles}) \text{ engrospris.}$

$s_N = \text{Sertifikatpris i Norge.}$

$p_N = \text{Sluttbrukerpris i Norge.}$

### 6.1.1 Effekt av økt kvotenivå i Norge

I figur 15,16 og 17 illustreres en situasjon der Sverige har et elsertifikatsystem der de holder kvotenivået fast på 0,195 (19,5 % av konsumet), som er kvotenivået som tilsvarer 2020 nivå. Norge innfører et elsertifikatsystem, men elsertifikatene kan kun selges og kjøpes innenlands. Landene handler kun med kraft på tvers av landegrensene. Dette gir lik engrospris. Det vi ønsker å analysere er hva som skjer med konsum, pris og produksjon av grønn og svart kraft samt nettoimport<sup>75</sup> i Norge og Sverige i likevekt, som følge av at Norge endrer sitt kvotenivå.

Initialt har Sverige et konsum ( $x_S$ ) på 127,3 TWh i modellen, 98 TWh produksjon av svart kraft ( $y_S$ ), 24,8 TWh av grønn kraft ( $z_S$ ) og 4,4 TWh importeres fra Norge ( $m$ ). Norge har et kvotenivå på null og konsumet ( $x_N$ ) ligger på 126,2 TWh, produksjon av svart kraft ( $y_N$ ) er på 126,5 TWh, og 4,2 TWh kommer fra grønn kraft ( $z_N$ ). Selv om det ikke stilles et kvotekrav i Norge, vil det være lønnsomt for produsenter av grønn kraft å produsere 4,2 TWh<sup>76</sup> til den engrosprisen de får for kraften (dette vises også i tabell 6). Inntekten til grønne produsenter per MWh tilsvarer engrosprisen pluss sertifikatprisen i landet ( $q+s_i$ ). Uten sertifikater vil engrospris og sluttbrukerpris være like, og grønne produsenter vil kun få engrosprisen.

Engrosprisen tilsvarer kostnaden til den siste enheten svart kraft som produseres.

Sertifikatprisen vil være differansen mellom grensekostnaden til grønn og til svart kraft. Når Norge øker kvotenivået, vil tilbudet av svart kraft vil reduseres i både Sverige og Norge, se henholdsvis figurene 15 og 16.

Økt kvote i Norge gjør at flere produsenter av grønn kraft kan produsere lønnsomt i både Sverige og Norge, fordi sertifikatprisen stiger (i begynnelsen), se figur 17. Tilbudet av svart kraft går ned i begge land. Siden grensekostnaden for svart kraftproduksjon er økende, gir det

<sup>75</sup> Negativ nettoimport er det samme som nettoeksport.

<sup>76</sup>Når  $\alpha=0$ , vil  $s=0$ .  $2\beta z - 2\gamma y = s = 0$ . Dette gir en positiv  $z$ , gitt ved  $z = 2\gamma y / 2\beta$ . En produksjon på 4,2 TWh ved sertifikatpris på null, ville tilsvart et kvotekrav på 0,034 ( $z_N / x_N$ ) dersom produksjon av grønn kraft ikke hadde vært lønnsom til den gitte engrosprisen ( $q = 2\gamma y$ ).

dermed lavere engrospris når produksjonen synker. I Norge stiger sertifikatprisen ( $s_N$ ) raskere enn i Sverige, siden den starter i 0. I Sverige ligger sertifikatprisen ( $s_S$ ) på et høyere nivå initialt. Siden sluttbrukerprisen  $p^{77}$  er en sammensetning av engrosprisen, kvotenivået og sertifikatprisen, vil den ( $p_S$ ) gå ned i Sverige (sertifikatprisen går relativt lite opp i forhold til engrosprisen), og den ( $p_N$ ) vil gå opp i Norge. I Sverige øker derfor konsumet når Norge hever kvoten. Sertifikatprisen ( $s_S$ ) stiger i Sverige, ettersom et gitt kvotekrav som andel av konsumet krever høyere produksjon av grønn kraft når konsumet øker. Dette gir en svak oppgang i produksjonen av grønn kraft fordi marginalinntekten til grønne produsenter ( $q + s_S$ ) øker. Innføringen av elsertifikater i Norge fører altså til *lavere sluttbrukerpriser* ( $p_S$ ) og *høyere produksjon* av grønn kraft i Sverige jo høyere Norge setter kvoten når det ikke handles med sertifikater.

Høyere sluttbrukerpris i Norge gir lavere konsum<sup>78</sup>, og lavere etterspørsel gir redusert produksjon av svart kraft og engrospris. Produksjonen og konsumet går ned, se figur 16. Reduksjonen i konsumet er imidlertid mer moderat enn reduksjonen i produksjonen. Ettersom kvoten heves vil et overskudd av kraft bygges opp i Norge, og denne kraften eksporteres til Sverige der etterspørselen stiger. Siden sertifikatprisen i Norge stiger kraftig ved økning av kvoten på lave nivå, vil det gi store utslag i utbygging av grønn kraftproduksjon. Utbyggingen vil øke til den når sin høyeste produksjon på 22,7 TWh ved et kvotenivå på 0,35. Et kvotenivå høyere enn dette vil gjøre at profitten<sup>79</sup> til grønne produsenter synker, og produksjon av grønn kraft begynner å gå ned, se figur 16. Selv om sertifikatprisen går ned, vil sluttbrukerprisen fortsette å stige og engrosprisen gå ned. På bakgrunn at denne effekten vil det ikke være gunstig for Norge å øke kvotene mer enn 0,35.

Som forklart i seksjon 4.2.1 finner A&N (2009) at den totale effekten på konsum i Sverige vil være positiv når Norge hever kvoten fordi engrosprisen går ned slik at det slår ut i lavere sluttbrukerpris. Effekten på produksjon av grønn kraft vil være positiv fordi økt konsum krever et større antall sertifikater ved kvotenivå gitt som andel av konsumet. Disse må produseres i Sverige siden sertifikatene ikke kan importeres, og dermed øker sertifikatprisen. Resultatene i denne numeriske likevektsmodellen stemmer overens med A&Ns resultater.

<sup>77</sup>  $p_i = q + \alpha_i s_i$

<sup>78</sup> Konsumet går minimalt opp når kvotenivået heves fra 0 til 0,05, for så å falle for hver økning i kvotenivået ut over dette.

<sup>79</sup> Sertifikatprisen begynner ikke å synke før kvotenivået er høyere enn 0,40, men siden produksjonen av grønn kraft avhenger av marginalinntekten ( $q + s$ ) vil de grønne produsentenes profitt nå sitt maksimum ved et kvotenivå på 0,35.

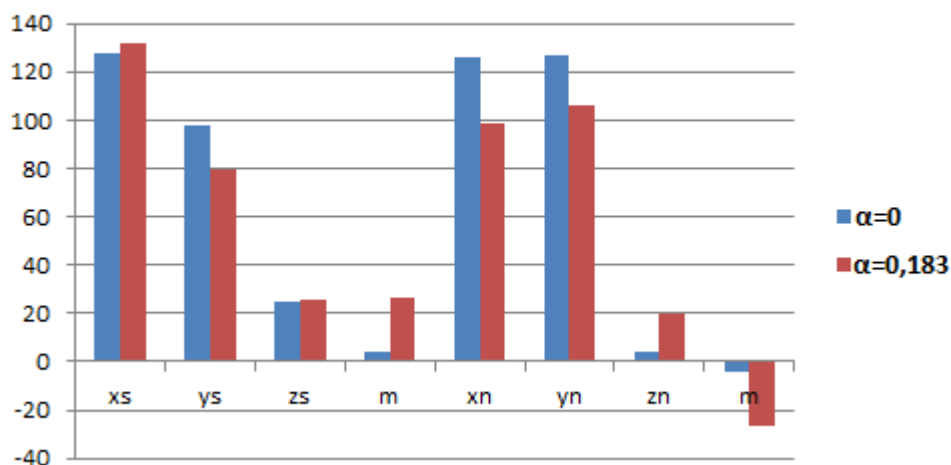
Produksjon av grønn kraft går ned når konsumet går ned, og opp når konsumet går opp, så lenge kvotenivået i Sverige holdes uendret. I likhet med A&N (2009) sitt analytiske resultat, ser vi at total produksjon av svart kraft går ned når kvotenivået heves i det ene landet. A&N (2009) kunne imidlertid ikke slå fast i sin analytiske modell hvordan konsumet og produksjonen av grønn kraft ville endre seg i Norge, noe denne numeriske modellen har kunnet gi en indikasjon på.

Sluttbrukerprisen vil til å begynne med falle og konsumet i Norge stige ved lave kvotenivå i Norge (kun opp til 0,05 i denne modellen), for så å stige. Produksjon av grønn kraft vil først stige, for så å synke i begge land. Kostnadsdifferansen mellom grønn og svart kraft er med på å avgjøre hvor høyt kvoten kan heves før sluttbrukerprisene begynner å stige, så lenge sertifikatsystemet er godt utformet (NVE (2004a)). Lave kvotenivå kan dermed bidra til økt konsum, høyere produksjon av grønn kraft og lavere produksjon av svart kraft i Norge gjennom lavere engros- og sluttbrukerpriser. I tilfellet med lavere sluttbrukerpriser vil det være produsentene av svart kraft som bærer den fulle kostnaden av subsidiene til grønn kraft, og bidrar til at konsumentene får lavere sluttbrukerpriser. Deler av produsentoverskuddet overføres fra svarte produsenter til grønne og til økt konsumentoverskudd.

*Oppsummert: Hvis Norge øker kvotenivået vil produksjon av svart kraft gå ned i både Norge og Sverige. Dette skjer fordi det blir økt tilbud av kraft gjennom at flere produsenter av grønn kraft nå kan produsere lønnsomt. Når tilbudet av svart kraft går ned betyr det at grensekostnaden (som tilsvarer engrosprisen) til det siste lønnsomme kraftanlegget ligger lavere. Begge land vil øke produksjonen av grønn kraft, men det meste av økningen vil skje i det landet som øker kvotene (Norge). I Sverige vil sluttbrukerprisen gå ned, og konsumet vil gå opp. Norge får høyere produksjon av grønn kraft, men konsumentene vil måtte betale høyere sluttbrukerpriser ved kvote høyere enn 0,05, som dermed gjør at konsumet reduseres når kvoten settes høyere enn dette. Totalt sett vil konsumet gå ned.*

### 6.1.2 Produksjonsfordeling, konsum, nettoimport og prisnivå i 2020 i Norge og Sverige uten handel med sertifikater

#### Fordeling av kraft i B1



Figur 18: Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt import/eksport av kraft i Sverige og i Norge i tilstand én og tilstand to i basis-scenario 1 (B1).

I figur 18 ser vi hvordan konsum, produksjon og import/eksport av kraft vil se ut i Sverige og i Norge under to ulike tilstander. **Tilstand én** vil være den som har blitt beskrevet i 6.1.1, og kolonnen til venstre i figuren for henholdsvis Sverige og Norge. Sverige holder kvotenivået på 0,195 som er kvotenivået satt for 2020, mens Norge har kvotenivå på null ( $\alpha=0$ ). Det handles kun med kraft, ikke med elsertifikater.

I **tilstand to** settes kvotenivået i *Norge* opp til 0,183 som er Norge sitt fastsatte kvotenivå i 2020 ( $\alpha=0,183$ ), mens *Sverige* holder kvoten på 0,195. Tilstand to vil være kolonnen til høyre i figur 18. Dette scenariet skal fremstille hvordan kraftfordelingen kan komme til å se ut i 2020, gitt de forhåndsbestemte kvotenivåene.

Tabell 6: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige i basis-scenariet (B1).

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	126,2	126,5	4,2	-4,4	0,0	39,2	37,9 <sup>80</sup>
$\alpha=0,183$	103,1	108,6	18,9	-24,4	137,2	57,7	32,6
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	127,3	98	24,8	4,4	209	80	39,2
$\alpha=0,183$	131,5	81,5	25,6	24,4	223,9	76,2	32,6

<sup>80</sup> Engrosprisene skal være like i Norge og Sverige ved  $\alpha=0$ , men siden jeg i modellen har korrigert for at produksjon av grønn kraft er høyere enn null, vil det gi en liten prisdifferanse i modellen. Ved andre kvotenivå enn 0 vil engrosprisen være lik i Norge og Sverige i modellen.

I tabell 6 vises konsum, svart kraftproduksjon, grønn kraftproduksjon, import(+)/eksport(-), sertifikatpris, sluttbrukerpris og engrospris for Norge og Sverige ved de to ulike kvotenivåene i Norge i **basis-scenario 1 (B1)**. Vi ser i tabell 6 at i tilstand to ligger konsumet i Sverige 4,2 TWh høyere enn i tilstand én, mens i Norge ligger det 23,1 TWh lavere. Totalt sett går konsumet ned. Produksjon av svart kraft går ned i begge land (fra tilstand én til tilstand to). Produksjon av grønn kraft øker med 0,8 TWh i Sverige, til 25,6 TWh. I Norge vil en kvote på 0,183 gi 18,9 TWh grønn kraft, en økning på 14,7 TWh. Sverige vil importere mer kraft fra Norge etter at Norge innfører egne kvoter. I begge land går produksjon av svart kraft ned, og produksjon av grønn kraft går opp. Sertifikatprisen i Norge øker fra 0 til en pris på 137,2 SEK, mens den i Sverige initialt ligger på 209 SEK og øker til 223,9 SEK. Den relative prisforskjellen fra tilstand én til to er mye lavere i Sverige. Et fall i engrosprisen til 32,6 SEK, gjør at sluttbrukerprisen i Norge øker fra 39,4 til 57,7 SEK, mens i Sverige går den ned fra 80 til 76,2 SEK. I Sverige øker derfor konsumet noe, mens konsumet går ned i Norge.

### 6.1.3 Hvilke parametere påvirker konsum, produksjon og pris mest?

Vi skal nå se på hvordan en endring i de ulike parameterne kan endre resultatene vi fant i basis-scenariet. I hvert scenario vil vi se på nivå- og priseffekter i forhold til basis-scenariet (B1) ved de to kvotenivåene vi har valgt for Norge. Resultatene vil bli presentert i tabeller, og alle vil bli sammenliknet med resultatene i tabell 6.

*a) Svart kraft blir dyrere i Norge og billigere i Sverige.*

Vi endrer kun parameteren til svart kraft ( $\gamma$ ), slik at den i Sverige settes ned fra 0,20 til 0,15, og i Norge settes opp fra 0,15 til 0,20. Svart kraft blir billigere i Sverige og tilsvarende dyrere i Norge. Dette vil føre til at konsum og produksjon av grønn kraft ikke endrer seg, mens fordelingen av produksjonen av svart kraft og dermed import og eksport endres. Siden det totalt sett konsumeres og produseres like mye som før, vil heller ikke prisene endres. Sverige vil øke produksjon av svart kraft og eksportere til Norge, det omvendte vil skje i Norge. Disse endringene i forhold til basis-scenariet gjelder både når Norge har kvote på null, og når kvoten er på 0,183. Her er det ingen interessante effekter å kommentere.

*b) Svart kraft blir dyrere kun i Norge.*

Parameteren til svart kraft ( $\gamma$ ) dobles fra 0,15 til 0,3 i Norge. I Sverige er den fortsatt på 0,20.

**Tabell 7: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Norge.**

<b>Norge</b>	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	112,6	78,5	5,2	28,9	0	47,1	47,1
$\alpha=0,183$	95,5	71,4	17,5	6,6	114,5	63,8	42,9
<b>Sverige</b>	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	120,1	125,6	23,4	-28,9	184	86,1	50,2
$\alpha=0,183$	124,9	107,1	24,4	-6,6	200,6	82	42,9

Høyere kostnader ved produksjon av svart kraft gir lavere tilbud og høyere engrospris. Selv om sertifikatprisen er lavere enn i basis-scenariet i begge land, vil en høyere engrospris gi høyere sluttbrukerpriser. I 2020, når Norge har kvote på 0,183 (tilstand to) vil konsumet i både Norge og Sverige ligge på et lavere nivå enn i B1. Dersom Norge ikke har kvotekrav, vil konsumet i Sverige ligge på 120,1 TWh og produksjonen av svart kraft på 125,6 TWh, se tabell 7. Sverige vil eksportere 28,9 TWh til Norge. Dette viser at det landet med lavest kostnader i produksjon av svart kraft vil være den som produserer mest og eksporterer til det andre landet. Grønn kraftproduksjon ligger på 23,4 TWh, som er 1,4 TWh lavere enn i B1. Produksjonen og konsumet i Norge er begge redusert og ligger på henholdsvis 112,6 TWh og 78,5 TWh. Produksjon av grønn kraft er på 5,2 TWh, som er 1 TWh *mer* enn i basis-scenariet.

Ved et kvotekrav på 0,183 i Norge (tilstand to) går konsumet i Sverige opp med 4,8 TWh og produksjon av svart kraft ned med 18,5 TWh, som er en litt større nedgang enn i basis-scenariet. I Norge er konsumet lavere (sluttbrukerprisen ligger nå på 63,8 SEK), og produksjonen av svart kraft har gått ned. Grønn kraft har nå gått fra å ligge høyere ved kvotenivå på null, til å ligge 1,4 TWh lavere. Sverige *eksporterer* nå 6,6 TWh til Norge, fordi de kan produsere svart kraft relativt billigere enn i basis-scenariet.

De mest bemerkelsesverdige endringene av at grensekostnaden for svart kraft går opp i Norge er at nivået på konsum og produksjon går ned i begge land, både når Norge har kvote på null og på 0,183. Sverige vil i stor grad *eksportere* kraft til Norge ved kvotenivå på null, men eksporten er mindre ved kvote på 0,183. Ved økte grensekostnader til svart kraft i Norge, vil Sverige ha et konkurransefortrinn i produksjon av svart kraft, mens Norge har konkurransefortrinn ved produksjon av grønn kraft. Effekten av at Norge har lavere kostnader ved produksjon av grønn kraft blir mindre når Norge setter opp kvoten. Engrosprisen er høyere og sertifikatprisen lavere enn i B1 i tilstand to. Det gir lavere konsum, lavere profitt til



grønne produsenter og dermed mindre tilbud av grønn kraft. Høyere kostnader til svart kraft i Norge vil altså gi relativt høyere produksjon av grønn kraft ved kvote på null, men relativt lavere produksjon av grønn kraft ved kvote på 0,183 i Norge.

c) *Svart kraft blir dyrere kun i Sverige.*

Parameteren for svart kraft i Sverige ( $\gamma$ ) øker fra 0,20 til 0,30. I Norge er den fortsatt på 0,15.

**Tabell 8: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Sverige.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	120,3	142,1	4,7	-26,5	0	42,6	42,6
$\alpha=0,183$	99,8	123,4	18,3	-41,9	127,3	60,3	37
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	124,1	73,4	24,2	26,5	198	82,7	44
$\alpha=0,183$	128,7	61,7	25,1	41,9	213,9	78,7	37

Dersom det blir dyrere å produsere svart kraft i Sverige, vil Sverige produsere mindre svart kraft, men også redusere konsum og produksjon av grønn kraft. Engrosprisen vil dermed ligge høyere enn i B1 når marginalkostnaden til svart kraftproduksjon øker i Sverige, noe som gjør at norske produsenter av svart kraft kan tjene mer ved å øke produksjonen. Engrosprisen er «prisen på den siste enheten svart kraft produsert», slik at flere prosjekter i Norge blir lønnsomme når denne går opp. Sverige vil redusere tilbudet av svart kraft og importere 26,5 TWh fra Norge ettersom produksjonen av både svart og grønn kraft innenlands går ned. I Norge går konsumet ned med 5,9 TWh, men produksjon av svart kraft øker med 15,6 TWh og grønn med 0,5 TWh.

Ved et kvotenivå på 0,183 i tilstand to vil konsum og produksjon av grønn kraft være litt lavere enn i basis-scenariet, mens svart kraft synker med hele 19,8 TWh i Sverige, til 61,7 TWh. Dette gir en økning i importbehovet på 17,5 TWh. Sertifikatprisen er lavere, mens engrosprisen og sluttbrukerprisen ligger høyere i begge land. I dette scenariet vil altså fordelingen av produksjonen av svart kraft mellom landene stå for den største endringen, mens de andre variablene endrer seg forholdsvis lite.

*Oppsummert: Det blir relativt like utslag av å øke kostnadene til svart kraft i henholdsvis Norge og i Sverige. Når det blir dyrere i Norge vil Sverige øke svart kraftproduksjon og*

eksportere til Norge siden de får et konkurransefortrinn ved produksjon av svart kraft. Totalt konsum og produksjon går ned i begge land. Økte kostnader i Sverige gjør at Sverige blir nødt til å øke importen fra Norge i forhold til i B1, siden kostnadsforholdet mellom svensk og norsk svart kraftproduksjon øker. I begge tilfellene vil produksjonen av grønn kraft i Norge være høyere enn B1 i tilstand én på grunn av høyere engrospris, da grønn kraft mottar samme kraftpris som svart kraft uten et sertifikatmarked. Produksjonen av grønn kraft vil derimot være lavere enn B1 i tilstand to fordi konsumet er lavere. Sertifikatprisen ligger lavere når grensekostnaden til svart kraft øker (differansen mellom kostnadene til grønn og svart kraft er mindre), uavhengig av hvilket av landene som får økte kostnader. I Sverige går produksjonen av grønn kraft ned i begge tilstandene, fordi profitten til de grønne produsentene synker. I tilstand to vil Norge ha mindre behov for kraft ettersom konsumet går ned, og eksportere mer/importere mindre.

d) Grønn kraft blir dyrere i Norge

Parameteren for grønn kraft i Norge ( $\beta$ ) øker fra 4,5 til 5,5. I Sverige er den fortsatt på 5.

**Tabell 9: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Norge.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	126,2	127,2	3,5	-4,4	0	38,2	38,2
$\alpha=0,183$	97,6	106,3	17,9	-26,5	164,7	62	31,9
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	127,3	98	24,8	4,4	209	80	39,2
$\alpha=0,183$	131,9	79,7	25,7	26,5	225,4	75,8	31,9

I tilstand én vil det kun være minimale forandringer i Sverige. Engrosprisen stiger, slik at svart kraft øker med 0,7 TWh i Norge. Grønn kraft reduseres tilsvarende på grunn av økte grensekostnader. Konsum og import holder seg på samme nivå.

I tilstand to vil Norge redusere konsumet med 5,5 TWh i forhold til B1 fordi høyere grensekostnader til grønn kraft driver sertifikatprisen og dermed også sluttbrukerprisen opp. Høyere sertifikatpris i Norge gir lavere engrospris. Produksjon av grønn kraft vil være på 17,9 TWh, som er en reduksjon på 1 TWh som resultat av økte kostnader, og produksjon av svart kraft ligger 2,3 TWh lavere.

I Sverige vil sluttbrukerprisen gå litt ned som resultat av at engrosprisen synker. Det gjør at konsumet ligger høyere, mens produksjon av svart kraft reduseres. I Sverige endres nesten ikke produksjon av grønn kraft, men svart kraft går litt ned. Dermed må Sverige øke importen fra Norge med 2,1 TWh.

e) *Grønn kraft blir dyrere i Sverige*

Parameteren for grønn kraft i Sverige ( $\beta$ ) øker fra 5 til 6. I Norge er den fortsatt på 4,5.

**Tabell 10: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Sverige.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	127,2	123,8	4,1	-0,7	0	37,1	37,1
$\alpha=0,183$	103,7	105,5	19	-20,8	139,2	57,1	31,7
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	120	95,9	23,4	0,7	242,5	85,7	38,4
$\alpha=0,183$	124,1	79,1	24,2	20,8	258,7	82,1	31,7

I dette tilfellet produserer Norge både grønn og svart kraft billigere enn i Sverige, se tabell 10. Konsum og produksjon av både svart og grønn kraft ligger lavere enn B1 i Sverige, både i tilstand én og to. I tilstand én har Norge 1 TWh høyere konsum, 2,7 TWh lavere produksjon av svart kraft og 0,1 TWh lavere produksjon av grønn kraft. Grønn kraft er ikke en andel av konsumet i tilstand én, og vil derfor ikke øke selv om konsumet øker. Økt konsum kombinert med redusert produksjon i Norge gir lavere eksport til Sverige.

Et kvotenivå på 0,183 i Norge gjør at konsumet i Sverige ligger på 124,1 TWh, noe som er 7,4 TWh under basis-scenariet. Konsumet går ned i Sverige fordi økt sertifikatpris i forhold til B1 gjør at sluttbrukerprisen øker, på tross av at engrosprisen går ned. Prispåslaget sertifikatprisen utgjør har større effekt på sluttbrukerprisen enn det faktumet at engrosprisen synker. Lavere etterspørsel gjør at produksjonen av svart kraft ligger 2,4 TWh lavere, engrosprisen synker og eksporten reduseres til 0,7 TWh. Produksjon av grønn kraft går ned med 1,4 TWh fordi konsumet går ned, til en produksjon på 24,2 TWh. I Norge går sertifikatprisen kun opp fra 137,2 i B1 til 139,2 SEK. Det gir en lavere sluttbrukerpris når engrosprisen ligger lavere enn i B1, så konsumet går opp med 0,6 TWh. Produksjon av svart kraft synker med 3,1 TWh. Produksjon av grønn kraft går opp til 19 TWh, en økning på 0,1

TWh fordi lavere engrospris gir høyere sertifikatpris. Samlet sett går produksjon av grønn kraft ned. Til sammen gir det økte konsumet og den reduserte, samlede produksjonen lavere eksport fra Norge.

Det som er verdt å legge merke til her, er at produksjonen av svart kraft går ned i begge land i begge tilstander som følge av at grensekostnaden til grønn kraft øker i Sverige.

Sertifikatprisen går opp i Sverige, slik at økt sluttbrukerpris reduserer etterspørselen.

Sertifikatprisen er differansen mellom grensekostnaden til grønn og til svart kraft.

Det gir et fall i engrosprisen, tilbudet av svart kraft går ned og eksporten fra Norge reduseres.

*Oppsummert: Når kostnadene til grønn kraft øker i Norge, vil det påvirke Sverige i liten grad i begge tilstandene i forhold til B1. Sertifikatprisen går opp i Norge i tilstand to. Det fører med seg lavere engrospris, men økt sluttbrukerpris. Dette gir lavere konsum og produksjon av svart og grønn kraft i forhold til B1. Når kostnadene til grønn kraft øker i Sverige, slår det ut i økt konsum i Norge i tilstand én i forhold til B1. Dette skjer fordi engrosprisen (som i det tilfellet er lik sluttbrukerprisen) går ned, mens konsumet går ned i Sverige som følge av økt sertifikat- og sluttbrukerpris. Når kostnadene til grønn kraft stiger i Sverige må sertifikatprisen også gå opp for å dekke differansen mellom grensekostnaden til grønn og svart kraft. All produksjon går ned i begge land i tilstand én, og Norge reduserer eksporten til Sverige. I tilstand to vil vi se de samme effektene, med unntak av at produksjon av grønn kraft ligger noe høyere i Norge. Den økte grønne kraften i forhold til tilstand to i B1 kommer av at sertifikatprisen ligger høyere i Norge når engrosprisen ligger lavere.*

f) Etterspørselen i Sverige går opp.

Etterspørselsparameteren ( $\phi$ ) i Sverige går ned fra 0,8 til 0,7. I Norge er den fortsatt på 0,8.

**Tabell 11: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prislelsom etterspørsel i Sverige.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	124,7	130,5	4,4	-10,2	0	39,2	39,2
$\alpha=0,183$	102	113,3	18,7	-29,9	134,1	58,5	34
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	138,3	101,1	27	10,2	229,2	85,1	40,5
$\alpha=0,183$	142,8	85	27,8	29,9	244,4	81,6	34

Dette medfører at en i Sverige blir mindre følsomme for prissvingninger. Sammenliknet med B1 i tilstand én, ser vi i tabell 11 at konsumet og produksjonen av både svart og grønn kraft øker i Sverige. Dette gjør at prisen på sertifikater, engros- og sluttbrukerprisen ligger høyere. Samlet sett øker konsumet mer enn produksjonen, og gjør at importen vil øke til 10,2 TWh. I Norge vil engrosprisen (som i tilstand én er lik sluttbrukerprisen) også gå opp, og medføre at konsumet går ned med 1,5 TWh til 124,7 TWh. Mindre følsomhet for prissvingninger i Sverige gjør at tilbudet av svart og grønn kraft øker i både Norge og i Sverige. I Sverige vil tilbudet av grønn kraft øke med 2,2 TWh og i Norge med 0,2 TWh.

Ved et kvotenivå på 0,183 i Norge, vil konsum, produksjon av grønn og svart kraft samt import være høyere i Sverige. Dette gjør at sertifikatprisen, engrosprisen og sluttbrukerprisen ligger over nivået i B1. Høyere sluttbrukerpris slår ut i lavere konsum i Norge, mens høyere engrospris gir økt tilbud av svart kraft. Dette gir en liten nedgang i sertifikatprisen, noe som fører til at produksjon av grønn kraft ligger 0,2 TWh lavere. Produksjonen i Norge øker totalt sett mer enn konsumet, slik at eksporten øker med 5,5 TWh.

Mindre følsomhet for prissvingninger i Sverige slår ut i økt konsum i Sverige, mens i Norge fører de økte prisene til en nedgang i konsumet. Samlet sett går konsumet opp. Produksjon av svart kraft vil totalt sett øke relativt mer enn produksjon av grønn kraft for å kompensere for det økte konsumet.

*g) Etterspørselen i Norge går opp.*

Etterspørselsparameteren ( $\phi$ ) i Norge går ned fra 0,8 til 0,7. I Sverige er den fortsatt på 0,8.

**Tabell 12: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prislefølsom etterspørsel i Norge.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	141	134,2	4,5	2,2	0	40,3	40,3
$\alpha=0,183$	112,4	112,9	20,6	-21,1	151,2	61,5	33,9
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	126,6	104,1	24,7	-2,2	205,3	81,7	41,6
$\alpha=0,183$	131,4	84,7	25,6	21,1	222,4	77,2	33,9

Etterspørselen i Norge blir mindre prisfølsom i dette tilfellet. I forhold til basis-scenariet vil engrosprisen ligge høyere, derfor vil sertifikatprisen i Sverige ligge lavere. Likevel vil sluttbrukerprisen være høyere, og til den samme etterspørselen som i B1 i Sverige vil konsumet være lavere. Produksjon av grønn kraft i Sverige vil dermed gå litt ned, og Sverige vil *eksportere* kraft til Norge istedenfor å importere, se tabell 12. Produksjon av svart kraft ligger nå på 104,1 TWh, som er 6,1 TWh høyere enn i B1. I Norge vil konsum og produksjon av både svart og grønn kraft ligge høyere, der økningen av svart kraft er på 7,8 TWh, og grønn på 0,3 TWh. Konsumet ligger 14,8 TWh over basis-scenariet, som gjør at Norge må importere for å dekke det økte konsumet. Den økte produksjonen av grønn kraft i Norge kommer av at den økte engrosprisen (ved kvotenivå på null og derfor ingen sertifikatinntekt) gjør det lønnsomt å bygge ut grønne produksjonsanlegg med høyere grensekostnader enn i B1.

I tilstand to vil Sverige importere mindre kraft fra Norge som følge av at konsum og produksjon av grønn kraft i Sverige omtrent ikke har endret seg fra B1, mens produksjon av svart kraft har steget med 3,2 TWh på grunn av høyere engrospris. Ved innføringen av et kvotekrav på 0,183 blir volum- og prisutslaget relativt større i Norge i forhold til basis-scenariet når prisfølsomheten minker. Konsumet ligger 9,3 TWh høyere, selv om sluttbrukerprisen ligger på 61,5 SEK, som er 3,8 SEK høyere enn i tilstand to. Høyere engrospris gir 4,3 TWh økning i svart kraftproduksjon. Grønn kraftproduksjon ligger 1,7 TWh over, fordi sertifikatprisen øker med 14 SEK.

*Oppsummert: Det landet som øker etterspørselen, vil være det landet som får en økning i konsum og produksjon av grønn kraft i begge tilstandene (i forhold til B1). Fordi etterspørselen i ett av landene øker, vil engrosprisen øke, og derfor vil også produksjon av svart kraft være høyere i begge land i begge tilstandene. Det landet som får høyere konsum må også øke produksjon av grønn kraft, dermed vil sertifikatprisen også ligge høyere i dette landet.*

#### **6.1.4 Velferdsendringer**

Ved hjelp av formlene (21),(22) og (23), vist i seksjon 5.4.1, kan vi regne ut endringer i produsentoverskudd for svart ( $\Delta PO_1$ ) og for grønn kraft ( $\Delta PO_2$ ), samt endringer i konsumentoverskudd ( $\Delta KO$ ).

Legger vi disse sammen som i (24) får vi endringen i velferden ( $\Delta$ Velferd) i hvert scenario. Velferdsendringene kan være med på å fortelle oss om hvilket av scenariene og hvilken av tilstandene som er å foretrekke gitt de parameterne vi har valgt. Tallene i seg selv har ikke noen direkte tolkning, men det relative størrelsesforholdet forteller noe om hvor mye produsentene og konsumentene taper eller vinner i forhold til hverandre. I tabell 13 vises endringene fra tilstand én til tilstand to i basis-scenariet og for de samme endringene i b), c), d), e), f) og g).

**Tabell 13: Endringer i velferd, konsument- og produsentoverskudd for svart og grønn kraft i Norge og Sverige fra tilstand én ( $\alpha=0$ ) til tilstand to ( $\alpha=0,183$ ) i B1.**

Norge	$\Delta$ Velferd	$\Delta$ KO	$\Delta$ PO <sub>y</sub>	$\Delta$ PO <sub>z</sub>	Sverige	$\Delta$ Velferd	$\Delta$ KO	$\Delta$ PO <sub>y</sub>	$\Delta$ PO <sub>z</sub>
B1	2525	<b>-178</b>	-630	4562	B1	-178	130	-594	286
$\gamma=0,30$	2782	-656	<b>-318</b>	<b>3756</b>	$\gamma=0,20$	<b>-451</b>	85	<b>-859</b>	323
$\gamma=0,15$	<b>2416</b>	-1041	-743	4200	$\gamma=0,30$	<b>-117</b>	113	<b>-474</b>	<b>244</b>
$\beta=5,5$	2600	<b>-1735</b>	-733	5069	$\beta=5$	-175	148	-651	327
$\beta=4,5$	2541	-1465	-629	4635	$\beta=6$	-177	<b>75</b>	-588	336
$\phi=0,80$	2505	-1317	-629	4451	$\phi=0,70$	-179	98	-602	325
$\phi=0,70$	<b>3049</b>	-1596	<b>-794</b>	<b>5439</b>	$\phi=0,80$	-229	<b>164</b>	-733	<b>340</b>

I basis-scenariet går den totale velferden opp i Norge (2525) og ned i Sverige (-178) når Norge innfører et kvotekrav på 0,183. Sluttbrukerprisen går opp i Norge og gir lavere KO, og den går ned i Sverige som da får høyere KO. Nedgang i engrosprisen i begge land fører til at PO<sub>y</sub> reduseres. PO<sub>y</sub> går mer ned i Norge enn i Sverige. I begge land vil produsenter av grønn kraft få økt PO<sub>z</sub> i tilstand to, fordi økt kvotenivå i Norge bidrar til å øke sertifikatprisen i begge land og dermed lønnsomheten ved å produsere grønn kraft. Lønnsomheten øker mer i Norge som initialt ikke hadde et sertifikatmarked, fordi sertifikatprisen stiger relativt mer. Samlet sett vil økningen av PO<sub>z</sub> i Norge overstige nedgangen i PO<sub>y</sub> og KO. Produsentene av svart kraft og konsumentene overfører deler av overskuddet sitt til produsenter av grønn kraft som følge av det økte kvotekravet. I Sverige vil nedgangen i PO<sub>y</sub> overgå økningen i KO og PO<sub>z</sub>. I Sverige vil det derfor være produsentene av svart kraft som taper, og konsumenter og produsenter av grønn kraft som tjener på økt kvote i Norge. Sett under ett vil samfunnet tjene på at Norge øker kvotene, fordi velferdsøkningen i Norge er høyere enn velferdsnedgangen i Sverige.

I tabell 13 er velferdsendringen fra tilstand én til to regnet ut for alle scenariene. De laveste verdiene er markert med rødt og kursiv, mens de høyeste er markert med grønt med uthevede

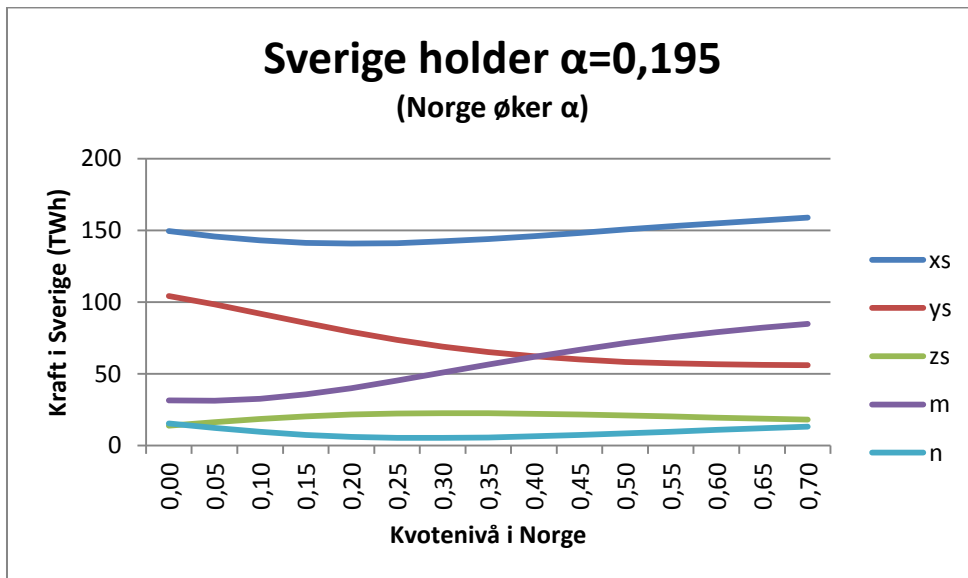
tall. Legg merke til at fortegnene ikke endrer seg når vi justerer på parametrene, kun nivåene på  $\Delta$ Velferd,  $\Delta$ KO,  $\Delta$ PO<sub>y</sub> og  $\Delta$ PO<sub>z</sub>. Det betyr at når konsum, svart eller grønn produksjon, sertifikatpris, sluttbrukerpris og engrospris går opp eller ned i B1, vil de samme variablene gå i samme retning når vi skrur på parameterne. Det eneste som endrer seg er nivået og den relative endringen fra tilstand én til tilstand to. Den høyeste velferdsøkningen i Norge får vi dersom  $\phi=0,70$  i Norge og  $\phi=0,80$  i Sverige, altså når etterspørselen blir mindre prisfølsom i Norge. PO<sub>z</sub> stiger i det tilfellet også mest i begge land. Velferden vil totalt sett også være høyest i dette scenariet, til tross for at velferden i Sverige går mer ned enn i B1. Velferden i Sverige går *minst* ned når Sverige har relativt høyere grensekostnader ved produksjon av svart kraft. PO<sub>y</sub> går mindre ned enn i basis-scenariet i Sverige på grunn av relativt lavere nedgang i produksjonen fra tilstand én til to. Men det går på bekostning av produsenter av grønn kraft som får redusert PO<sub>z</sub>. I det samme scenariet vil Norge ha den laveste velferden, og samlet sett vil dette gi høyest reduksjon i total velferd.

*Oppsummert: Et kvotekrav i Norge på 0,183 når Sverige har kvote på 0,195 fører med seg høyere total velferd i et marked der det kun handles med kraft. Fordelingen av velferden vil imidlertid gagne Norge, selv i de scenariene der Norge ikke produserer noen av kraft-typene til en lavere grensekostnad enn Sverige. Produsenter av svart kraft i Sverige vil gjennom lavere engrospris og lavere produsentoverskudd overføre deler av overskuddet til svenske konsumenter og til utbygging av grønn kraftproduksjon i Norge. Uten et felles sertifikatmarked kan ikke landene dra nytte av at de samlet kan oppfylle kravene fra fornybardirektivet, fordi finansiering av utbygging i et annet land må dokumenteres gjennom kjøp av elsertifikater. Sverige vil derfor ikke ha incentiv til å støtte utbygging av grønn kraft i Norge, og ville hatt høyere velferd dersom Norge ikke hadde hatt et eget sertifikatsystem ( $\alpha=0$  som i tilstand én). Likevel vil Sverige få økt grønn produksjon som følge av at Norge hever kvoten, noe som kan veie opp for det lille velferdstapet det medfører. Dette er en situasjon som tilsvarer hvordan markedet mellom Norge og Sverige var før det ble innført et felles elsertifikatmarked, og hva som hadde blitt utfallet dersom Norge hadde valgt å innføre et nasjonalt sertifikatsystem fremfor et felles system med Sverige.*

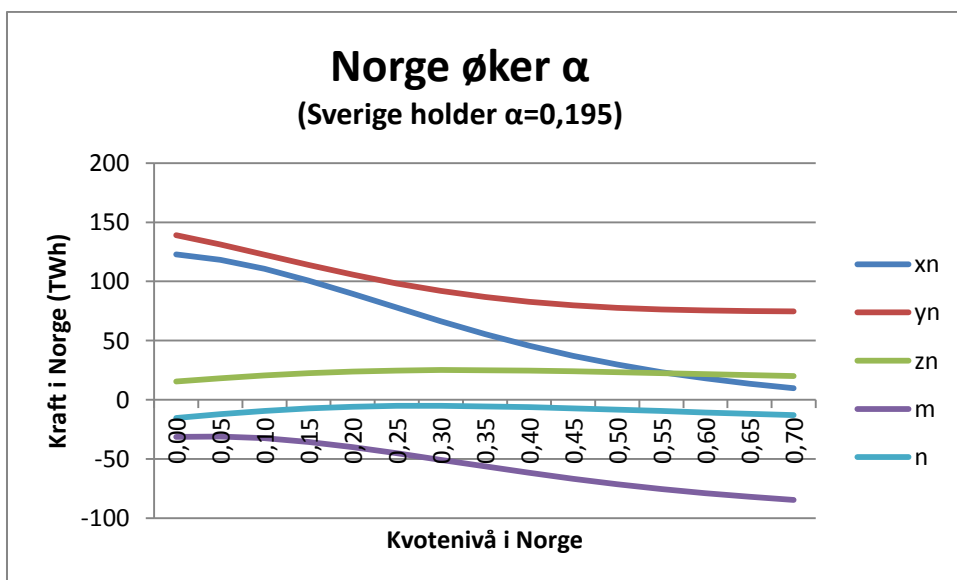


## 6.2 Handel med kraft og sertifikater mellom Norge og Sverige

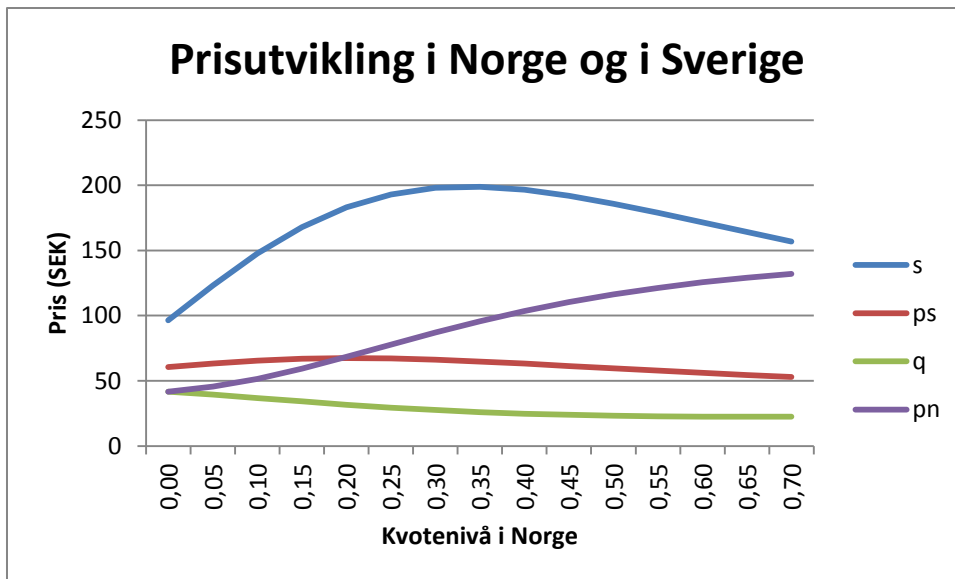
I denne seksjonen vil vi se på en situasjon der det handles både med kraft og med sertifikater mellom Norge og Sverige. Akkurat som i seksjon 6.1 analyserer vi effekten av å øke kvotenivået i Norge, ser på situasjonen med kvotenivåene gitt for 2020 etter å ha justert på parameterne, og beregner endringer i velferd. Korte oppsummeringer vil gis underveis.



Figur 19: Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Sverige.



Figur 20: Konsum, produksjon av svart og grønn kraft, samt nettoimport av kraft (TWh) til Norge.



Figur 21: Utvikling i sertifikatpris, sluttbrukerpris og engrospris i Norge og Sverige.

- **Nye tegn**

$s = (\text{Felles})$  sertifikatpris.

$n = \text{import/eksport av sertifikater}$ .

### 6.2.1 Effekt av økt kvotenivå i Norge

I figur 19, 20 og 21 illustreres på samme måte som i forrige avsnitt, en situasjon der Sverige har et elsertifikatsystem der de holder kvotenivået fast på 0,195 og kvoten i Norge heves. Norge innfører et elsertifikatsystem, og nå kan både kraft og elsertifikater handles med på tvers av landegrensene. Dette gir både *lik engrospris og lik sertifikatpris* i Sverige og Norge. Parameterne i det nye basis-scenariet (B2) i modellen er ikke endret, og vil være de samme som i B1.

Når det åpnes opp for handel med sertifikater, vil produksjon av grønn kraft i likevekt fordele seg mellom landene ut fra hvor høyt grensekostnaden ligger. Det samlede kvotekravet fra begge land vil avgjøre sertifikatprisen. Det landet som selv ikke produserer nok grønn kraft for å oppfylle kvoten, må importere sertifikater fra det andre landet for å kompensere for mangelen på grønn kraftproduksjon. Initialt har Norge et kvotenivå på null, og lavere grensekostnader ved produksjon av både grønn og svart kraft enn Sverige.

Initialt (i tilstand én) ligger konsumet i Sverige på 149,4 TWh. Ved et kvotekrav på 0,195, vil dette kreve en produksjon av grønn kraft på  $29,1^{81}$  TWh. Det gir en sertifikatpris på 96,3 SEK. Til denne prisen vil norske produsenter tilby 15,3 TWh grønn kraft og eksportere alle sertifikatene dette gir, til Sverige<sup>82</sup> (se tabell 14 i seksjon 6.2.2). Å åpne opp for handel med sertifikater gir altså 0,1 TWh høyere forbruk av grønn kraft i forhold til B1. I Sverige vil det lønne seg å produsere 13,8 TWh grønn kraft selv, og importere sertifikater som kompenserer for den manglende produksjonen fra Norge. Dersom Sverige skulle ha produsert den ekstra grønne kraften selv, ville det kostet mer enn å kjøpe sertifikatene fra Norge. I Norge har det gjennom sertifikatmarkedet oppstått en etterspørsel etter grønn kraft, uten at Norge selv har et kvotekrav. Konsumet i Norge er på 122,9 TWh, og produksjon av svart kraft på 139 TWh. Totalt sett vil Norge eksportere 31,4 TWh kraft til Sverige. Engrosprisen ligger på 41,7 SEK, som også er sluttbrukerprisen i Norge, mens sluttbrukerprisen i Sverige er 60,5 SEK.

Som i seksjon 6.1 vil vi øke kvotenivået i Norge med 0,05 av gangen, og se hvordan det påvirker konsum, produksjon, nettoimport og pris i Norge og i Sverige. I figur 19 kan vi se hva som skjer med produksjon, konsum og nettoimport i Sverige når Norge hever kvoten, mens prisutviklingen for begge land vises i figur 21. Økte kvoter i Norge gjør at engrosprisen ( $q$ ) synker. Sertifikatprisen ( $s$ ) vil til å begynne med stige, helt til den når sitt toppunkt på 198,9 SEK, ved en kvote på 0,35 i Norge. Etter dette punktet vil sertifikatprisen begynne å falle. Sluttbrukerprisen i Sverige vil derfor først øke, for så å synke. Sluttbrukerprisen når sitt toppunkt på 67,3 SEK i Sverige, og begynner å synke ved kvotenivå over 0,20 i Norge, altså ved et lavere kvotenivå enn for sertifikatprisen. Konsumet avgjøres ut fra sluttbrukerprisen, derfor vil konsumet gå ned til å begynne med, for så å øke ved høyere kvotenivå enn 0,20, der sluttbrukerprisen er på sitt høyeste. For hver gang Norge øker kvoten og engrosprisen faller, vil Sverige redusere produksjonen av svart kraft ( $y_S$ ), og kompensere med økt import ( $m$ ) fra Norge. Produksjon av grønn kraft avhenger av summen av engrosprisen og sertifikatprisen ( $q+s$ ), som er den marginale inntekten til grønne produsenter per MWh kraft de produserer. Når marginalinntekten går opp, vil Sverige produsere mer grønn kraft selv ( $z_S$ ), og importere færre elsertifikater ( $n$ ) fra Norge. Produksjon av grønn kraft når sitt høyeste nivå ved et kvotenivå på 0,30 i Norge, på 22,6 TWh, der inntekten per MWh til grønne produsenter ligger på 225,6 SEK/MWh.

---

<sup>81</sup>  $149,4 * 0,195 = 29,133$ .

<sup>82</sup> Dette er tilbudet i en statisk likevekt. Å utvide produksjonen av grønn kraft vil være en tidskrevende prosess, blant annet på grunn av lang konsesjonsbehandlingstid.

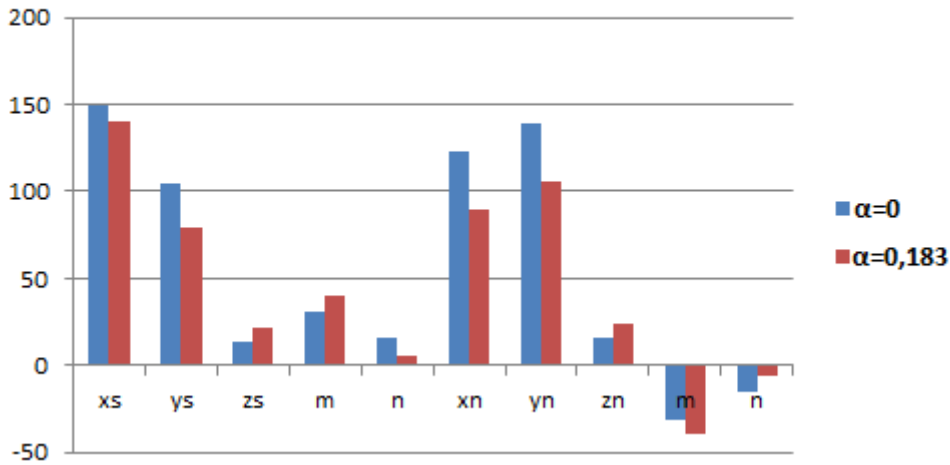
I Norge vil sluttbrukerprisen ( $p_N$ ) slå ut på en annen måte enn i Sverige, fordi Norge får økt kvotenivå- se figur 20. Sluttbrukerprisen består av engrosprisen pluss sertifikatprisen multiplisert med kvotenivået ( $p_N = q + \alpha_{NS}$ ). Det betyr at jo høyere kvote Norge setter, jo mer spiller sertifikatprisen inn på sluttbrukerprisen. Effekten av økt sertifikatpris samtidig som kvotenivået øker, gjør at sluttbrukerprisen går opp ved alle kvotenivåer (i motsetning til i B1 der sluttbrukerprisen gikk ned ved kvote på 0,05), til tross for at engrosprisen går ned. I figur 20 ser vi at den økte sluttbrukerprisen gjør at konsumet i Norge synker betydelig for hver gang kvoten settes opp. I likhet med i Sverige synker produksjon av svart kraft, men langsommere enn konsumet, slik at overskuddskraften eksporteres til Sverige (i høyere grad jo høyere kvote). Produksjon av grønn kraft stiger i takt med marginalinntekten til grønne produsenter ( $q+s$ ). Den vil i likhet med Sverige ha sitt toppunkt ved en kvote på 0,30, på 25,1 TWh. Siden Norge har lavere grensekostnader ved produksjon av grønn kraft, vil Norge produsere mer enn kvotekravet tilsier, og eksportere de overfløydige sertifikatene til Sverige. På dette nivået ligger konsumet i Norge på så lite som 66,3 TWh, mens Sverige har konsum på 142,3 TWh ved samme kvotenivå. Ved et så høyt kvotenivå vil konsumentene i Norge få høye sluttbrukerpriser, og produksjon av svart kraft går kraftig ned i begge land.

I analysen til Amundsen & Nese (A&N) (2009) fra 4.3.1 finner de at et felles sertifikatmarked mellom to land (Norge og Sverige), vil gjøre at produksjon av svart kraft vil gå ned i begge land når det ene landet (Norge) øker kvotenivået. *Forbruket* av grønn kraft vil øke i likevekt når en åpner opp for handel med sertifikater i tillegg til kraft. Den totale effekten av produksjon av grønn kraft vil være usikker, men A&N (2009) fastslår at produksjonen skal gå i samme retning i Norge og i Sverige når Norge øker kvotenivået, noe jeg nettopp har vist at den gjør. A&N kan ikke fastslå ved hjelp av den analytiske modellen hvilken retning konsumet vil endres, noe denne numeriske likevektsmodellen kan.

*Oppsummert: Ut fra denne numeriske modellen kan vi, i likhet med analysen til Amundsen & Nese (2009), fastslå at produksjon av svart kraft går ned når Norge hever kvoten og at forbruket av grønn kraft øker fra B1 til B2 i likevekt. Vi ser også at retningen på produksjon av grønn kraft er lik i Norge og i Sverige. I begge landene vil produksjonen øke fram til en kvote på 0,30, for så å begynne å falle igjen. Det er i tillegg blitt vist at fortegnet til konsumet vil være negativt i Norge, mens i Sverige går konsumet ned fram til en kvote på 0,20, for så å øke. Den totale effekten på konsum er negativ.*

## 6.2.2 Produksjonsfordeling, konsum, nettoimport og prisnivå i 2020 i Norge og Sverige med handel med sertifikater

### Fordeling av kraft i B2



Figur 22: Konsum, produksjon av svart og grønn kraft samt nettoimport av kraft i Sverige og i Norge i tilstand én og tilstand to i basis-scenario 2 (B2).

Tabell 14: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige i basis-scenario 2 (B2) ved handel med kraft og sertifikater.

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	m	n	$s_N$	$p_N$	q
$\alpha=0$	122,9	139	15,3	-31,4	-15,3	96,3	41,7	41,7
$\alpha=0,183$	93,5	108,4	23,5	-38,4	-6,3	178,6	65,2	32,5
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	m	n	$s_S$	$p_S$	q
$\alpha=0$	149,4	104,2	13,8	31,4	15,3	96,3	60,5	41,7
$\alpha=0,183$	140,8	81,3	21,1	38,4	6,3	178,6	67,3	32,5

I tabell 14 ser vi, i tillegg til tilstand én som beskrevet i seksjon 6.2.1, hvordan et kvotenivå på 0,183 i Norge (tilstand to) vil slå ut. Det samme, med unntak av priser, vises i figur 22.

Kolonnen til venstre representerer tilstand én ( $\alpha=0$ ), og kolonnen høyre tilstand to ( $\alpha=0,183$ ) i henholdsvis Sverige og Norge. Sverige produserer 21,1 TWh grønn kraft ( $z_S$ ) og Norge produserer 23,5 TWh ( $z_N$ ). Til sammen blir dette 44,6 TWh, som er 3,1 TWh under det maksimale nivået, men tilsvarende en økning på totalt 15,5 TWh fra tilstand én.

Sluttbrukerprisen i Norge og i Sverige ligger på henholdsvis 65,2 ( $p_N$ ) og 67,3 ( $p_S$ ) SEK, som er relativt likt i forhold til i tilstand én. Dette gir, ved den gitte etterspørselen, et konsum i Norge ( $x_N$ ) på 93,5 TWh og i Sverige ( $x_S$ ) på 140,8 TWh. Produksjon av svart kraft synker med 30,6 TWh i Norge ( $y_N$ ) og 23 TWh i Sverige ( $y_S$ ) og engrosprisen ( $q$ ) synker til 32,5 SEK. Den store reduksjonen i konsumet i Norge i forhold til den totale reduksjonen i

kraftproduksjonen gjør at eksporten av kraft øker med 7,9 TWh, og eksporten av elsertifikater går ned til 6,3.

Når vi ser tilbake på situasjonen der det kun var åpent for handel med kraft (B1), er det interessant å legge merke til at total produksjon av grønn kraft i B2 totalt sett nesten ligger på samme nivå i tilstand én. Det er i hovedsak fordelingen av produksjonen som har endret seg når det åpnes opp for handel med sertifikater i (B2). I tilstand to vil det nå produseres totalt 44,6 TWh, mens vi tidligere så at det ble produsert 44,5 TWh grønn kraft i B1.

Sertifikatprisen er nå felles og vil gå opp fra 96,3 SEK til 178,6 SEK fra tilstand én til to. For Sverige betyr et felles sertifikatmarked lavere sertifikatpriser i begge tilstandene, og dermed redusert lønnsomhet ved produksjon av grønn kraft. Norge, som tidligere ikke hadde noen sertifikatpris ved kvote på null, og sertifikatpris på 115,5 SEK ved kvote på 0,183, vil oppleve et kraftig prishopp. Grønn kraftproduksjon som ikke før var lønnsom i Norge ved lav sertifikatpris kan nå realiseres med den økte prisen. Økningen i total produksjon av grønn kraft fra B1 til B2 hadde trolig vært høyere dersom Norge ikke hadde kunnet produsert noe grønn kraft lønnsomt uten elsertifikater. De grønne kraftprodusentene som kunne produsere lønnsomt uten sertifikatinntekten, vil bli gratispassasjerer i et sertifikatsystem (nærmere beskrevet i 2.4.4). Disse produsentene vil nå få tildelt elsertifikater, og inngå i kvotekravet som andel av konsumet som skal komme fra grønn kraft. Det *kan* derfor føre til at total produksjon av grønn kraft ikke øker når det åpnes opp for handel med sertifikater, til tross for at det totale konsumet øker. Nivået på parameterne vil være avgjørende for om total produksjon av grønn kraft vil øke eller avta når markedet for sertifikater åpnes opp, noe vi skal se nærmere på i 6.2.4.

I Sverige vil noe av den tidligere produksjonen være mindre kostnadseffektiv enn i Norge, og må kuttes ned på. Uten kvotekrav i Norge vil produksjon av grønn kraft likevel være lønnsom, fordi etterspørselen etter sertifikater i Sverige er høyere enn tilbudet til den felles sertifikatprisen. Konsumet vil totalt sett være høyere i tilstand én i B2 (konsumet går litt ned i Norge, men relativt mer opp i Sverige), og det vil være tilsvarende økt produksjon av svart kraft. I tilstand to vil reduksjonen i både totalt konsum og total produksjon av svart kraft være større enn i B1, slik at de ender med å ligge lavere enn før. Effektene beskrevet i dette avsnittet er generelle konsekvenser av å gå fra et nasjonalt til et felles sertifikatmarked, og vil gjelde i alle scenariene der vi justerer på parameterne, bare i større eller mindre grad. En interessant effekt av et felles sertifikatmarked er at prisen på sertifikater i tilstand to er lavere

enn den gjennomsnittlige sertifikatprisen i tilstand to i B1<sup>83</sup>. Dette viser at et felles sertifikatmarked bidrar til kostnadseffektivitet i produksjon av grønn kraft.

### 6.2.3 Velferdsendringer fra B1 til B2

Tabell 15: Velferdsendringer fra B1 til B2.

$\alpha=0$	$\Delta$ Velferd	$\Delta$ KO	$\Delta$ PO <sub>y</sub>	$\Delta$ PO <sub>z</sub>	$\alpha=0,183$	$\Delta$ Velferd	$\Delta$ KO	$\Delta$ PO <sub>y</sub>	$\Delta$ PO <sub>z</sub>
Norge	1296	-180	497	978	Norge	653	-216	-6	875
Sverige	-1184	693	251	-2128	Sverige	-612	454	-5	-1060
<b>Totalt</b>	112	513	748	-1149	<b>Totalt</b>	42	237	-11	-185

I tabell 15<sup>84</sup> er det blitt regnet ut endringer i velferd for Norge og Sverige fra B1 i tilstand én (til venstre) og tilstand to (til høyre) til de samme tilstandene i B2. Som i tabell 13, vil det være de relative størrelsene (hvor mye velferden går opp eller ned) vi fokuserer på. Tallene har i seg selv ingen direkte tolkning. Vil landene være tjent med å innføre et felles sertifikatmarked?

Når Norge holder kvote på null, men åpner for handel med sertifikater med Sverige, vil velferden øke med 1296 i Norge og synke med 1184 i Sverige. Kun i Norge vil grønne produsenter tjene på dette, fordi økte sertifikatpriser øker profitten deres og dermed PO<sub>z</sub> med 978. I Sverige vil de grønne produsentene motta lavere sertifikatpris enn før, og PO<sub>z</sub> går ned med 2128. Produsentoverskuddet til grønne produsenter går derfor *ned* med 1149 når vi summerer endringen i begge landene. Svarte produsenter øker PO<sub>y</sub> både i Norge og Sverige, totalt sett med 748, fordi konsumet øker i tilstand én når det åpnes opp for sertifikathandel. Lavere sluttbrukerpriser i Sverige gjør at konsumentene øker KO med 693, mens høyere priser i Norge senker KO med 180. Dette gir økt velferd med 112 samlet sett. Dette vil ikke være en velferdsendring av stor betydning.

I tilstand to vil også velferden gå opp i Norge (653) og ned i Sverige (-612) når det handles med sertifikater. De svarte produsentene vil ha omtrent uendret velferdsnivå fra B1. PO<sub>z</sub> i Norge øker med 875, og synker med 1060 i Sverige. Totalt sett går derfor PO<sub>z</sub> *ned* når det handles med sertifikater i tilstand to, men i mindre grad enn i tilstand én. KO går ned med 216

<sup>83</sup>  $(137,2+223,9)/2=180,55 > 178,6$

<sup>84</sup> Resultatene i tabell 10 kan ikke sammenliknes med resultatene i tabell 8. Vi regner nå ut endringene mellom tilstand én i B1 til tilstand én i B2, og mellom tilstand to i B1 til tilstand to i B2, mens i tabell 8 regnet vi ut endringer fra tilstand én til to i B1.

i Norge, og opp med 454 i Sverige. Totalt sett får vi en liten velferdsøkning på 42, som kommer av at deler av  $PO_z$  har gått over i økt KO i Sverige. En viktig forskjell er at i tilstand to overføres ikke tapet av  $PO_z$  til de svarte produsentene, men tar heller av norske konsumenters KO. Dette er å foretrekke fremfor at  $PO_z$  overføres til svarte produsenter og svenske konsumenter slik det gjør i tilstand én, som er stikk i strid med tanken bak innføringen av systemet.

*Oppsummert: Hvis Norge har kvotenivå på null og inngår et felles sertifikatmarked med Sverige, vil det gå mest ut over produsentoverskuddet til svenske, grønne produsenter. Konsumentoverskuddet i Norge reduseres noe. De andre produsentene og konsumentene opplever økt overskudd. Velferden går ned i Sverige og opp i Norge, til sammen utgjør det en liten netto velferdsøkning. Sverige vil dermed ikke ha insentiver til å inngå et felles sertifikatmarked med Norge dersom Norge ikke har et eget kvotekrav, fordi det vil bidra til å støtte utbygging i Norge og gi tap til svenske grønne produsenter.*

*Når Norge har kvote på 0,183 og i går fra et nasjonalt til et felles sertifikatmarked med Sverige, vil endringene i produsent- eller konsumentoverskudd ha samme fortegn som i tilstand én (sett bort fra den minimale endringen i  $PO_y$ ), men endringene vil være mindre. De grønne produsentene i Sverige opplever halvparten av nedgangen i  $PO_z$  i forhold til i tilstand én, og den totale velferden i hvert land påvirkes i omtrent halvparten så stor grad. Totalt sett er velferden nærmest uendret, men de grønne produsentene kommer samlet sett bedre ut enn i tilstand én. Deler av konsumentenes og de svarte produsentenes velferd føres over til de grønne produsentene. Dette gir økt produksjon av grønn kraft uten at total velferd påvirkes i negativ grad. Et felles sertifikatmarked der begge landene har omtrent samme kvoter, vil gjøre at landene i større grad deler på kostnadene til utbygging av grønn kraft. Fordelingsvirkningene er mindre, så kostnaden eller gevinsten til de involverte er mer moderate. Økt konkurranse blant grønne produsenter senker sertifikatprisen i det samlede markedet i forhold til den gjennomsnittlige sertifikatprisen i et nasjonalt marked. Dermed er det en mulighet for dette gjør at produsentoverskuddet til grønne produsenter totalt sett vil være noe lavere dersom produksjonen ligger i et felles sertifikatmarked er høyere enn ved nasjonale sertifikatmarkeder. Samfunnet har imidlertid oppnådd en gevinst i form av økt grønn produksjon til lavere kostnader.*



### 6.2.4 Hvilke parametere påvirker konsum, produksjon og pris mest?

Vi skal nå studere hvilke endringer vi får ved å åpne opp for handel med sertifikater (fra B1 til B2) og sammenlikne hvert scenario med det tilsvarende scenariet med *de samme parameterne* i B1 i tilstand én og to.

a) *Svart kraft blir dyrere i Norge og billigere i Sverige.*

Her endres kun parameteren til svart kraft ( $\gamma$ ), slik at den i Sverige settes ned fra 0,20 til 0,15, og i Norge settes opp fra 0,15 til 0,20. Svart kraft blir billigere i Sverige og tilsvarende dyrere i Norge. Her skjer det akkurat de samme endringene som ved handel med kun kraft. De eneste variablene som endrer seg er produksjon av svart kraft og import/eksport. Det vil ikke være noen resultater verdt å kommentere.

b) *Svart kraft blir dyrere kun i Norge.*

Parameteren til svart kraft ( $\gamma$ ) dobles fra 0,15 til 0,3 i Norge. I Sverige er den fortsatt på 0,20.

**Tabell 16: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Norge.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$n$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	108,6	88,5	14,4	5,7	-14,4	76,2	53,1	53,1
$\alpha=0,183$	86,1	71,2	22	-7,1	-6,3	155,4	71,2	42,7
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$n$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	140	132,8	12,9	-5,7	14,4	76,2	68	53,1
$\alpha=0,183$	133,7	106,8	19,8	7,1	6,3	155,4	73	42,7

I tabell 16 ligger engrosprisen høyere enn i det tilsvarende scenariet i B1 (det vil si at parameterne er satt likt) i tilstand én (tabell 7), og sertifikatprisen ligger på 76,2 SEK. Den positive sertifikatprisen gjør at Norge vil produsere 14,4 TWh grønn kraft, og eksportere sertifikater tilsvarende 6,3 TWh til Sverige. Sertifikatprisen vil være 107,8 SEK lavere i Sverige enn i B1, slik at produksjonen av grønn kraft nå kun er på 12,9 TWh. Samlet utgjør dette en produksjon av grønn kraft på 27,3 TWh. Det er en nedgang på 1,3 TWh som kan være en følge av gratispassasjerproblemet («for mye» grønn kraftproduksjon er lønnsom til engrosprisen uten den ekstra sertifikatinntekten).

Konsumet i Norge går ned med 4,3 TWh som følge av at sluttbrukerprisen stiger. Høyere engrospris gir høyere produksjon av svart kraft i Norge, og lavere import fra Sverige. I Sverige øker konsum og produksjon av svart kraft, men konsumet øker forholdsvis mer slik at

eksporten av kraft synker til 5,7 TWh. Totalt sett går altså konsum og produksjon av svart kraft opp, mens produksjon av grønn kraft går ned.

I tilstand to er situasjonen en annen. Sluttbrukerprisen er nå lavere i Sverige, og høyere i Norge. Konsumet ligger høyere enn i tilsvarende scenario i B1 i Sverige i tilstand to, selv om konsumet går ned fra tilstand én til to. Konsumet i Norge ligger 9,4 TWh under B1, siden sluttbrukerprisen er høyere. Produksjonen av svart kraft ligger i begge land omtrent på samme nivå som i B1. Engrosprisen var felles også i B1, dermed vil det ikke her ha noen stor innvirkning på produksjon av svart kraft at vi i tillegg har felles sertifikatpris. Produksjon av grønn kraft synker med 4,6 TWh i Sverige, fordi sertifikatprisen ligger 45,2 SEK lavere, mens i Norge ligger den 40,9 SEK høyere enn i B1. Norge produserer derfor 22 TWh grønn kraft, og eksporterer sertifikater tilsvarende 6,3 TWh til Sverige. Totalt sett ligger produksjon av grønn kraft 0,1 TWh lavere enn i B1. Norge øker produksjonen og eksporterer sertifikater til Sverige. «Kostnaden» for Norge er høyere sluttbrukerpriser og lavere konsum. Sverige opplever det motsatte, men må til gjengjeld betale for import av sertifikater.

c) *Svart kraft blir dyrere kun i Sverige.*

Parameteren for svart kraft i Sverige ( $\beta$ ) øker fra 0,20 til 0,30. I Norge er den fortsatt på 0,15.

**Tabell 17: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere svart kraft i Sverige.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$n$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	116,6	155,7	14,9	-54	-14,9	87,5	46,7	46,7
$\alpha=0,183$	90,3	123,1	22,8	-55,7	-6,3	168,6	67,8	36,9
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$n$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	145,3	77,9	13,4	54	14,9	87,5	63,8	46,7
$\alpha=0,183$	137,8	61,5	20,5	55,7	6,3	168,6	69,8	36,9

I tabell 17 ligger sertifikatprisen på 87,5 SEK. Lavere sertifikatpris i Sverige gir også lavere sluttbrukerpris i tilstand én sammenliknet med tabell 8. Konsumet øker til 137,8 TWh. Det motsatte skjer i Norge, så konsumet er på 116,6 TWh, 3,7 TWh lavere enn det tilsvarende scenariet i B1. Selv om den svarte kraften blir dyrere i Sverige, vil produksjonen av svart kraft være høyere i tilstand én i begge land i forhold til det tilsvarende scenariet i B1, som følge av økt totalt konsum. Importen i Sverige er nesten dobbelt så høy nå som Norge produserer mest svart kraft, og ligger på 54 TWh.

I tilstand to, vil det på samme måte som når svart kraft blir dyrere i Norge, ikke være store endringer i engrospris og produksjon av svart kraft i begge land. Konsumet er nå lavere i Norge (90,3 TWh) og høyere i Sverige (137,8 TWh) på tross av at det er i Sverige kostnadene til svart kraft øker (sammenliknet med B2 ligger begge lavere i tilstand to). Total produksjon av grønn kraft ligger 0,1 TWh lavere og konsum ligger 0,4 TWh lavere. På samme måte som når svart kraft blir dyrere i Norge, er det fordelingen av grønn kraftproduksjon som endrer seg. Norge opplever at sluttbrukerprisen og sertifikatprisen stiger, mens i Sverige er det omvendt. Sluttbrukerprisen i Norge og Sverige er nå relativt like, men ulik etterspørsel gir differanse i konsumet. Eksporten fra Norge øker kun med 1,7 TWh fra tilstand én til to, men ligger høyere enn i tilsvarende scenario i B1.

*Oppsummert: Når svart kraft blir dyrere enten i Sverige eller i Norge, gir det samlet sett lavere produksjon av grønn kraft og høyere konsum og produksjon av svart kraft når det åpnes for handel med sertifikater. Engrosprisen ligger høyere enn i basis-scenariene når grensekostnaden til svart kraft er øker, noe som gjør at flere grønne kraftprodusenter kan produsere lønnsomt uten elsertifikater (og være gratispassasjerer i et felles sertifikatmarked). Når kostnadene i Sverige øker, vil Norge produsere mer svart kraft, mens Sverige vil produsere mer når kostnadene i Norge øker.*

*I tilstand to vil produksjon av svart kraft og engrospris være omtrent like som i samme scenario i B1. Totalt sett ligger produksjonen av grønn kraft noe lavere når det åpnes opp for handel med sertifikater, og Norge produserer forholdsvis mer enn Sverige. Dette gjelder både når det er i Norge prisene på svart kraft går opp og når prisene på svart kraft går opp i Sverige. Norge har høyere sluttbruker- og sertifikatpris i forhold til B1 fordi jo dyrere svart kraft er, jo høyere sertifikatpris kreves for å gjøre grønn kraft lønnsom å produsere. I Sverige vil det være lavere sluttbruker- og sertifikatpris i forhold til B1, og Sverige vil importere det samme antallet sertifikater i B1 og B2.*

## d) Grønn kraft blir dyrere i Norge

Parameteren for grønn kraft i Norge ( $\beta$ ) øker fra 4,5 til 5,5. I Sverige er den fortsatt på 5.

**Tabell 18: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Norge.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$n$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	123,3	138	13,6	-28,3	-13,6	108,6	41,4	41,4
$\alpha=0,183$	90,6	105,6	20,7	-35,7	-4,1	195,8	67,5	31,7
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$n$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	146,8	103,5	15	28,3	13,6	108,6	62,6	41,4
$\alpha=0,183$	137,7	79,2	22,7	35,7	4,1	195,8	69,9	31,7

I tabell 18 ligger engrosprisen 2,6 SEK høyere enn tilsvarende scenario i B1 i tilstand én. Sertifikatprisen ligger nå omtrent 100 SEK lavere i Sverige, noe som gir lavere sluttbrukerpris i Sverige. Norge får en positiv sertifikatpris og dermed høyere sluttbrukerpris. Konsumet i Norge går derfor ned med 2,9 TWh, og produksjon av svart kraft øker med 10,8 TWh til 138 TWh. I Sverige ligger både konsum og produksjon av svart kraft høyere. Imidlertid er forholdet mellom konsum og produksjon nå større, slik at importen ligger på 28,3 TWh. Det er en økning på hele 23,9 TWh. Grønn kraftproduksjon går samlet sett *opp* med 0,3 TWh når det åpnes opp for handel med sertifikater ved dette kostnadsforholdet. Norge produserer 10,1 TWh mer enn uten et sertifikatmarked, men fremdeles er det Sverige som produserer mest med 15 TWh, på grunn av lavest grensekostnader ved produksjon.

I tilstand to ligger engrosprisen kun 0,2 SEK under B1, men sertifikatprisen ligger på 195,8 SEK. Det er en økning på 31,1 SEK i Norge, og en nedgang på 29,6 SEK i Sverige. Dette gir, som i de andre scenariene, høyere sluttbrukerpris (67,5 SEK) og lavere konsum (90,6 TWh) i Norge, og lavere sluttbrukerpris (69,9 SEK) og høyere konsum (137,7 TWh) i Sverige. Høyere konsum vil generere en produksjon av grønn kraft på 20,7 TWh i Norge og 22,7 TWh i Sverige. Total grønn kraftproduksjon går ned med 0,2 TWh og konsum med 1,2 TWh.

Legg merke til at det hovedsakelig er *fordelingen* av produksjonen og konsumet som endrer seg når det åpnes opp for handel med sertifikater i tilstand to. Det totale konsumet og produksjonen av grønn og svart kraft endrer seg nesten ikke fra B1 til B2. Selv om Sverige nå produserer til en lavere grensekostnad enn Norge, vil kostnaden øke jo høyere produksjonen er. Etter et visst nivå på produksjonen vil det derfor likevel lønne seg å stoppe og produsere

selv og heller importere sertifikater tilsvarende den manglende produksjonen i forhold til kvotekravet. På grunn av relativt høyere konsum i Sverige enn i Norge i B2, vil Sverige importere 35,7 TWh.

e) *Grønn kraft blir dyrere i Sverige*

Parameteren for grønn kraft i Sverige ( $\beta$ ) øker fra 5 til 6. I Norge er den fortsatt på 4,5.

**Tabell 19: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved dyrere grønn kraft i Sverige.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$n$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	123,2	138,2	16,4	-31,4	-16,4	106,3	41,4	41,4
$\alpha=0,183$	91,1	106,1	24,9	-39,9	-8,3	192,6	67,1	31,8
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$n$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	147,3	103,6	12,3	31,4	16,4	106,3	62,2	41,4
$\alpha=0,183$	138,3	79,6	18,7	39,9	8,3	192,6	69,4	31,8

Når kostnadene til grønn kraftproduksjon stiger i Sverige, slår det i tilstand én ut på samme måte i forhold til engros-, sertifikat-, sluttbrukerpris, produksjon av svart kraft og konsum som i når grønn kraft blir dyrere i Norge. Forskjellen er at Norge nå produserer grønn kraft billigere enn Sverige, og vil dermed øke produksjonen til 16,4 TWh. Sverige produserer 12,3 TWh og importerer resten i form av sertifikater fra Norge, se tabell 19. Totalt sett ligger produksjonen av grønn kraft 0,1 TWh høyere nå i forhold til det samme scenariet i B1.

I tilstand to er utfallet også relativt likt som når grønn kraft blir dyrere i Norge. Norge produserer nå 24,9 TWh, som er 5,9 TWh mer grønn kraft enn tilsvarende scenario i B1, mens Sverige produserer 18,7 TWh, som er 5,5 TWh mindre. Det utgjør en oppgang i produksjon av grønn kraft på totalt 0,4 TWh. Eksporten av sertifikater fra Norge tilsvarer 8,3 TWh produksjon, mens eksporten av kraft er 4,2 TWh høyere enn tilsvarende scenario i B1. Konsumet i begge land ligger litt høyere, så produksjon av svart kraft stiger også litt i begge land.

*Oppsummert: Økte kostnader for grønn kraft enten i Norge eller Sverige gir nesten samme utslag når det kommer til priser, konsum og produksjon av svart kraft i begge tilstandene. Det landet som får økte kostnader, vil produsere mindre grønn kraft og importere flere sertifikater fra det andre landet. I tilstand én vil produksjon av svart kraft generelt gå opp, fordi økte*

*kostnader til grønn kraftproduksjon hever engrosprisen. Dermed øker også lønnsomheten til svart kraftproduksjon. Norge har lavere kostnader til svart kraft og vil produsere forholdsvis mer enn Sverige. I tilstand to er engrosprisen på omtrent samme nivå som de tilsvarende scenariene i B1, derfor vil produksjonen også være det. Som ved de andre scenariene vil konsumet øke i Sverige og gå ned i Norge når det åpnes opp for handel med sertifikater.*

f) *Etterspørselen i Sverige går opp.*

Etterspørselsparameteren ( $\phi$ ) i Sverige går ned fra 0,8 til 0,7. I Norge er den fortsatt på 0,8.

**Tabell 20: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prisfølsom etterspørsel i Sverige.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$n$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	120,7	144,8	16,9	-41	-16,9	108,8	43,4	43,4
$\alpha=0,183$	89,5	113,6	24,6	-48,8	-8,3	187,7	68,4	34,4
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$n$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	164,8	108,6	15,2	41	16,9	108,8	64,6	43,4
$\alpha=0,183$	156,2	85,2	22,2	48,8	8,3	187,7	70,7	34,4

Konsumet i Norge går ned med 4 TWh, mens det i Sverige øker med hele 26,5 TWh ved å gå fra tilsvarende scenario i B1 (tabell 11) til å åpne opp for handel med sertifikater i B2, se tabell 20. Engrosprisen ligger høyere og tilbudet av kraft vil dermed øke i begge land. Siden Norge produserer både svart og grønn kraft billigere enn Sverige, vil svart kraft i Norge øke dobbelt så mye som i Sverige. Norge produserer nå 144,8 TWh og Sverige 108,6 TWh, altså importerer Sverige 41 TWh kraft. Grønn kraft i Norge øker med 12,5 TWh, til å ligge på 16,9 TWh. Det utgjør en total økning av grønn kraft på 0,3 TWh. I Sverige går den grønne produksjonen ned med 11,8 TWh.

I tilstand to ligger engrosprisen kun 0,4 SEK over tilsvarende scenario i B1, sluttbrukerprisen i Norge er på 68,4 SEK og i Sverige på 70,7 SEK. Produksjon av svart kraft er derfor tilnærmet lik som i B1 (samlet sett en økning på 0,5 TWh). Med mindre prisfølsom etterspørsel i Sverige, vil konsumet ligge 12,5 TWh lavere i Norge og 13,4 TWh høyere i Sverige i B2. Spriket mellom konsumet i de to landene er større. Årsaken er at sluttbrukerprisen i Sverige ligger på et lavere nivå i B2, fordi sertifikatprisen er felles. Norge produserer nå 24,6 TWh grønn kraft, og Sverige 22,2 TWh. Det tilsvarer en økning på 0,4 TWh.

g) *Etterspørselen i Norge går opp.*

Etterspørselsparameteren ( $\phi$ ) i Norge går ned fra 0,8 til 0,7. I Sverige er den fortsatt på 0,8.

**Tabell 21: Konsum, produksjon og pris i Norge og Sverige ved mindre prisfølsom etterspørsel i Norge.**

Norge	$x_N$	$y_N$	$z_N$	$m$	$n$	$s_N$	$p_N$	$q$
$\alpha=0$	137,3	146,3	15,1	-24,2	-15,1	92,4	43,9	43,9
$\alpha=0,183$	103,9	112	24,2	-32,3	-5,2	184	67,3	33,6
Sverige	$x_S$	$y_S$	$z_S$	$m$	$n$	$s_S$	$p_S$	$q$
$\alpha=0$	147,6	109,8	13,6	24,2	15,1	92,4	61,9	43,9
$\alpha=0,183$	138,1	84	21,8	32,3	5,2	184	69,5	33,6

Engrosprisen som er lik sluttbrukerprisen når Norge har kvote på null går opp til 43,9 SEK fra tilsvarende scenario i B1 (tabell 12), se tabell 21. Norge produserer fremdeles mest av både grønn og svart kraft. I Sverige går grønn kraft ned med 11,1 TWh og svart kraft opp med 5,7 TWh. I Norge øker svart kraft med 12,1 TWh og grønn kraft med 10,6 TWh, som gir en økt krafteksport på 22 TWh. Sluttbrukerprisen stiger i begge land fra tilstand én til to, men forholdsvis mer i Norge. I tabell 12 i B1 økte konsumet i Sverige fra tilstand én til to med 4,8 TWh. Nå har vi en engrospris som er 0,3 SEK *lavere* i tilstand to i forhold til i B1. Det gir et fall i norsk og svensk svart kraftproduksjon på henholdsvis 0,9 TWh og 0,7 TWh. Økt sluttbrukerpris til 67,3 SEK i Norge gjør at konsumet faller med 8,8 TWh. Et fall i den svenske sluttbrukerprisen til 69,5 SEK gir en økning i det svenske konsumet på 6,7 TWh. I Norge øker grønn kraft med 3,6 TWh, og i Sverige går den ned med 3,8 TWh, slik at total produksjon av grønn kraft synker i forhold til i B1. En lite prisfølsom etterspørsel i Norge vil gjøre, i likhet med scenariene der kostnaden til svart kraft økte, at relativt mye grønn kraft er lønnsom uten støtte fra elsertifikater på grunn av høy engrospris. Det medfører flere «gratispassasjerer» i et felles sertifikatmarked.

*Oppsummert: Når det åpnes opp for handel med sertifikater i dette scenariet, vil mindre prisfølsom etterspørsel, enten fra Sverige eller fra Norge, gjøre at konsumet ligger lavere i Norge og høyere i Sverige i begge tilstander sammenliknet med tilsvarende scenario i B1. Økt engrospris i et felles sertifikatmarked gjør at Norge, som produserer svart kraft til en lavere grensekostnad enn Sverige, vil øke produksjonen forholdsvis mer enn Sverige og få høyere eksport. Spriket i nivået på konsum vil være større mellom landene i tilstand to, fordi*

sluttbrukerprisen er høyere i Norge ved kvotenivå på 0,183, og lavere i Sverige enn i B1. Når etterspørselen blir mindre prisfølsom i Sverige, vil total produksjon av grønn kraft øke når det åpnes opp for handel med sertifikater. Total produksjon av grønn kraft vil synke dersom det det samme skjer i Norge, fordi en høy andel av grønn kraftproduksjon i forhold til konsumet er lønnsom i et nasjonalt sertifikatmarked uten sertifikatstøtte.

## 6.2.5 Velferdsendringer

Tabell 22: Endringer i velferd, konsument- og produsentoverskudd for svart og grønn kraft i Norge og Sverige fra tilstand én ( $\alpha=0$ ) til tilstand to ( $\alpha=0,183$ ) i B2.

Norge	$\Delta$ Velferd	$\Delta$ KO	$\Delta$ PO <sub>y</sub>	$\Delta$ PO <sub>z</sub>	Sverige	$\Delta$ Velferd	$\Delta$ KO	$\Delta$ PO <sub>y</sub>	$\Delta$ PO <sub>z</sub>
B2	-964	-2619	-1133	2788	B2	-581	-1007	-850	1276
$\gamma=0,30$	<b>-490</b>	-2078	<b>-831</b>	<b>2419</b>	$\gamma=0,20$	<b>-743</b>	<b>-622</b>	<b>-1247</b>	<b>1126</b>
$\gamma=0,15$	-761	<b>-2043</b>	<b>-1364</b>	2646	$\gamma=0,30$	-506	<b>-1035</b>	<b>-682</b>	1211
$\beta=5,5$	<b>-1474</b>	-2916	-1182	2624	$\beta=5$	<b>-444</b>	-1021	-886	<b>1463</b>
$\beta=4,5$	-915	-2861	-1173	3119	$\beta=6$	-709	-1019	-880	1190
$\phi=0,80$	-1010	-2645	-1208	2843	$\phi=0,70$	-596	-991	-906	1301
$\phi=0,70$	-1138	<b>-2952</b>	-1330	<b>3144</b>	$\phi=0,80$	-630	-1072	-997	1439

Resultatene i tabell 22 er presentert på samme måte som i tabell 13. Ved et felles sertifikatmarked mellom Norge og Sverige, vil velferden i begge land gå ned når Norge setter opp kvoten fra null til 0,183. KO og PO<sub>y</sub> vil gå ned, fordi sluttbrukerprisen stiger når kvotenivået heves, og engrosprisen synker. PO<sub>z</sub> vil stige ved en kvote på 0,183 i Norge, fordi sertifikatprisen stiger i begge land. De negative/positive endringene vil være større i Norge enn i Sverige. Ingen av fortegnene til disse effektene endrer seg når vi skrur på parameterne, men størrelsen på oppgangen/nedgangen vil endre seg i hvert scenario. Den minste nedgangen i velferd finner vi i Norge når Norge har relativt høyere grensekostnader ved produksjon av svart kraft enn Sverige, mens den da vil være størst i Sverige. Et fall i engrosprisen vil påvirke PO<sub>y</sub> i Norge i mindre grad fordi produksjonen i utgangspunktet er relativt lav, og reduksjonen i tilbudet når engrosprisen går ned vil være mindre enn i Sverige som initialt har en relativt høy produksjon. Likevel er det i dette scenariet netto velferdstap er lavest. Det høyeste netto velferdstapet finner vi når Norge har relativt høyere grensekostnader ved produksjon av grønn kraft (enn i B1). Her er Norges velferdstap høyest, og Sveriges velferdstap lavest.

I tabell 13 kom det fram at det ga økt total nettovelferd å gå fra tilstand én til to, men at det ga et lite velferdstap i Sverige (dette gjaldt for alle scenariene der vi endret parameterne). I tabell 15 så vi at vi fikk en netto velferdsøkning av å åpne opp for handel med sertifikater i tillegg til



kraft (fra B1 til B2) i begge tilstandene, men den høyeste nettovelferden kom av å gå fra B1 til B2 i tilstand én. Selv om nettovelferden øker vil nedgangen i  $PO_z$  være størst i dette tilfellet og  $PO_y$  øker i begge land, noe som strider mot hensikten med å innføre et samlet elsertifikatmarked. Vi så også at *fordelingseffektene* var mindre belastende for konsumenter og produsenter av svart kraft ved å gå fra B1 til B2 i tilstand to. Nettotapet til de grønne produsentene ble også mindre, og  $PO_y$  gikk ned istedenfor opp. I tabell 22 synker nettovelferden når kvoten settes opp i B2. Dette betyr at tilstand én i et felles sertifikatmarked med Sverige gir høyest nettovelferd når det først handles med sertifikater over landegrensene. Tilstand to i B2 gir derimot en mer rettferdig fordeling av overskuddet i samfunnet, der deler av  $PO_y$  og KO overføres til  $PO_z$  i begge land. Tilstand to i B2 gir derfor høyere velferd samlet sett enn hvis landene kun handler med kraft med samme kvotenivå (tilstand to i B1).

I B2 når Norge har kvote på null, vil Norge tjene på et felles sertifikatmarked med Sverige fordi Sverige vil finansiere mye av utbyggingen gjennom å kjøpe sertifikater fra Norge, uten at Norge forplikter seg til noe utbygging selv. Norge vil derfor tjene på høy eksport av både kraft og sertifikater i tilstand én. Produsenter av svart kraft får høyere engrospris i begge land, og norske grønne kraftprodusenter mottar en sertifikatinntekt (men også de produsentene som kunne produsere lønnsomt til kun engrosprisen). I Sverige vil en del av de grønne produsentene utkonkurreres av norske, slik at  $PO_z$  reduseres, men KO går til gjengjeld opp. Det vil altså *rent* velferdsmessig (samlet sett) være bedre med et felles sertifikatmarked med ensidig kvoteplikt i Sverige, enn med en løsning hvor begge landene innfører et kvotekrav. Det er det samlede kvotenivået som påvirker velferden. Jo høyere det totale kvotenivået settes, jo lavere blir den totale velferden. Et kvotekrav i Norge gir høyere produksjon av grønn kraft, men et større tap for andre produsenter og konsumenter. Ifølge Bye, Olsen & Skytte (2002) kan et velferdstap være en illustrasjon på den minste verdien samfunnet legger på å øke den grønne kraften ved en beslutning om å innføre en sertifikatordning med gitte kvotekrav. Samfunnet kan altså være villig til å senke det samlede velferdsnivået noe mot at det øker andelen grønn kraft, som kan oppfylle andre målsetninger som gir gevinst på lengre sikt.

*Oppsummert: Ved et felles sertifikatmarked vil velferden gå ned i både Norge og Sverige når kvoten settes opp i tilstand to. Velferden vil gå ned i ulik grad avhengig av hvilket av landene som produserer svart eller grønn kraft billigst, eller hvor etterspørselen er høyest. I alle scenariene får grønne produsenter økt produsentoverskudd, mens produsentoverskuddet til svarte produsenter og konsumentoverskuddet går ned. Nedgangen i velferd vil være størst i*

*Norge, med unntak av scenariet der Sverige har lavest kostnader i produksjon av svart kraft. Det gjør at svenske produsenter av svart kraft taper relativt mer når kravet om høyere andel grønn kraft øker i Norge. Jo høyere kvotekravet settes i landene til sammen, jo lavere vil velferden bli. Velferdstapet må dermed gjenspeile minsteverdien samfunnet legger på å øke den grønne kraften.*

## 7 Resultater

I dette kapittelet vil jeg sammenlikne resultatene fra kapittel 6 med tidligere forskning på hvordan elsertifikater vil slå ut i et kraftmarked. Jeg vil prøve å trekke ut det som er felles for resultatene. Videre vil resultatene oppsummeres og diskuteres.

### 7.1 Sammenlikning med tidligere forskning

#### 7.1.1. NVE (2004a)

I rapport 11 laget av NVE (2004a) er det blitt gjennomført en analyse av sertifikatmarkeder. De presenterer noen regneeksempler gjennom en statisk likevektsmodell som omfatter to land. De har mulighet for enten å danne nasjonale eller felles sertifikatmarkeder, der det er kun de to landene som inngår. Krafthandel begrenses også til de to landene som er involvert, og det antas perfekt frikonkurransse. Modellen er formulert i GAMS<sup>85</sup> og har, på samme måte som i min modell, fiktive kostnads- og etterspørselskurver som er justert for å gi noenlunde realistiske priser og volumer i referanseløsningen (basis-scenariet).

I første scenario ser NVE (2004a) på handel mellom land uten kvotepliktnivå. I eksempelet er *land 1* er høykostland for «grå» kraftproduksjon<sup>86</sup> og *land 2* er høykostland for fornybar (grønn) kraftproduksjon og lavkostland for grå. Land 2 har høyere kostnader til grønn kraftproduksjon enn land 1, men lavere kostnader til grå/svart kraftproduksjon. Videre settes kvoteplikten opp i begge land til 10 % ( $\alpha=0,1$ ), men innfører plikten som et TWh-mål der konsumentene i land 1 må skaffe sertifikater for 12 TWh, mens konsumentene i land to må skaffe sertifikater tilsvarende 15 TWh.

I tabell 23 presenteres både en situasjon med nasjonale sertifikatmarkeder, og en situasjon med felles sertifikatmarkeder.

---

<sup>85</sup> <http://www.gams.com/docs/intro.htm>

<sup>86</sup> Det vi i tidligere kapitler har kalt svart kraft, altså all kraft som ikke er sertifikatberettiget.

Tabell 23: NVE: Likevekt i kraftmarkedet uten sertifikathandel og virkninger av sertifikatmarkeder.

	Uten kvoteplikt	Nasjonale sertifikatmarkeder Land 1 = 10% land 2 = 10%	Felles sertifikatmarked Land 1 = 10% land 2 = 10%
Forbruk land 1	128.6	129.5	129.5
Forbruk land 2	150.6	151.4	151.5
Grå produksjon land 1	120.9	111.8	111.8
Grå produksjon land 2	154.1	142.4	142.4
Fornybar produksjon land 1	2.5	12.0	15.4
Fornybar produksjon land 2	1.9	15.0	11.6
Kraftpris	0.154	0.142	0.142
Sertifikatpris land 1	0.000	0.024	0.028
Sertifikatpris land 2	0.000	0.034	0.028
Brukerpris land 1	0.154	0.145	0.145
Brukerpris land 2	0.154	0.146	0.145
Total velferdsendring		-0.153 %	-0.145 %
Velferdsendring land 1		-0.051 %	-0.043 %
Velferdsendring land 2		-0.228 %	-0.220 %

En kvoteplikt innført som et TWh-mål, må oppfylles fra sertifikatberettigede kraftkilder før konvensjonell kraft kan begynne å tilby kraft. Før kvoteplikten er oppfylt vil brukerprisen tilsvare grensekostnaden til fornybar kraft. Videre vil sertifikatkostnaden bli fordelt ut over flere kWh kraft, som gjør at avgiften per kWh reduseres. Ved uendrede sertifikatkostnader vil dermed brukerprisen gå ned. Derfor kan det ikke gis et entydig svar på hvordan sertifikatmarkedet vil slå ut i brukerpris og konsum av kraft, men rapporten viser at et felles sertifikatmarked *kan* gi lavere brukerpriser og høyere forbruk.

I neste scenario innføres det ensidig kvoteplikt på 10 % i land 1, der det kun handles med kraft mellom de to landene (svarer til tilstand én i B1 i modellen i kapittel 6, bare med lavere kvotenivå). I tabell 24 er det åpnet opp for handel med sertifikater, mens kvotenivåene holdes på samme nivå. I et marked der det handles med både sertifikater og kraft, vil grønne produsenter i land 2 bidra til å tilby sertifikater for å dekke kvotekravet i land 1. Land 2 får en lavere nedgang i det samlede produsenttapet, som gir en velferdsgevinst, mens land 1 også tjener på handelen og får redusert velferdstapet. Ifølge NVE (2004a) er det totale velferdstapet mindre ved ensidig kvoteplikt i et sertifikatmarked enn i et marked for kun kraft, eller et sertifikatmarked med gjensidig kvoteplikt på 10 %. Det skyldes at det er mindre belastende på

det totale systemet å ha restriksjon gjennom ensidig kvoteplikt i ett land enn å ha kvoteplikt i begge land.

**Tabell 24: NVE: Virkninger av et sertifikatmarked med ensidig kvoteplikt.**

	Uten kvoteplikt	Kvoteplikt i land 1 uten import av sertifikat	Kvoteplikt i land 1 med import av sertifikat	Felles sertifikatmarked Land 1 = 10% land 2 = 10%	
Forbruk land 1	128.6	128.8	128.9	129.5	TWh
Forbruk land 2	150.6	151.0	151.0	151.5	TWh
Grå produksjon land 1	120.9	117.9	117.9	111.8	TWh
Grå produksjon land 2	154.1	150.2	150.2	142.4	TWh
Fornybar produksjon land 1	2.5	12.0	6.9	15.4	TWh
Fornybar produksjon land 2	1.9	0.0	5.1	11.6	TWh
Kraftpris	0.154	0.150	0.150	0.142	Kr/kWh
Sertifikatpris land 1	0.000	0.016	0.009	0.028	Kr/kWh
Sertifikatpris land 2	0.000	-	0.009	0.028	Kr/kWh
Brukerpris land 1	0.154	0.152	0.151	0.145	Kr/kWh
Brukerpris land 2	0.154	0.150	0.150	0.145	Kr/kWh
Total velferdsendring		-0.035 %	-0.017 %	-0.145 %	
Velferdsendring land 1		-0.073 %	-0.054 %	-0.043 %	
Velferdsendring land 2		-0.006 %	0.011 %	-0.220 %	

I neste steg analyserer NVE en situasjon der det ene landet har kvote på 10 % og det andre landet på 20 %, deretter bytter de om på kvotene. Siden kvotene er satt relativt likt mellom landene i min modell vil det ikke gi noe godt sammenlikningsgrunnlag. Tabellen som viser resultatene er ikke blitt tatt med i denne oppgaven, men hovedresultatene er følgende:

Velferdstapet går betydelig ned i forhold til uten kvoteplikt i begge tilfellene. Dette skyldes at det er totalkravet som henger mest sammen med velferden, og mindre hvordan kvotene er fordelt. Landet med det høyeste kravet vil også få størst velferdstap. En viktig observasjon NVE gjør er at land 1 kommer velferdsmessig bedre ut av sertifikatmarkedet når de har den laveste kvoten i forhold til uten kvoteplikt i noen av landene. Grunnen til at land 1 kommer velferdsmessig bedre ut er fordi de mottar høye importinntekter fra både sertifikater og kraft. For land 2 vil ikke det samme gjelde dersom kvotekravet er snudd om, fordi de ikke vil kompenseres med de samme inntektene på grunn av høyere kostnader til grønn kraft.

Det er noen vesentlige forskjeller i min modell fra kapittel 6 og den NVE legger fram i rapporten. For det første finner de at sluttbrukerprisene vil synke så lenge kvotenivået er under 40 %. En økning av kvotekravet til 10 % vil dermed gjøre at brukerprisene faller og konsumet øker i alle scenariene i forhold til en situasjon uten kvoteplikt. Det innebærer økt konsumentoverskudd, og vil gi et annet utslag på velferdseffektene enn i min modell. For det

andre, er det oppgitt et TWh-mål for hvert land ved nasjonale sertifikatmarkeder, noe som blant annet gjør at grønn kraftproduksjon ikke vil være lønnsomt i det landet som ikke har et kvotekrav. I min modell vil et land fortsatt kunne tjene på å produsere grønn kraft, selv om landet selv ikke har kvotekrav, så lenge etterspørselen etter kraft fra det andre landet er stor nok. Et TWh-mål genererer en fastsatt mengde grønn kraft i et sertifikatmarked, mens et andelskrav vil påvirkes av hvilket nivå konsumet ligger på. Dermed vil det knyttes mer usikkerhet til hvordan produksjonen av grønn kraft vil påvirkes av en endring i kvotenivået.

NVE kommer med en del generelle resultater, oppsummert ved følgende punkter:

1. Når grønn kraftproduksjon øker, vil det presse prisene på ordinær (svart) kraft ned, slik at svarte produsenter i praksis vil være med på å subsidiere utbygging av ny fornybar kraft.
2. Handel i sertifikatmarkedet kan bidra til økt konsum, lavere brukerpris, og økt kraftproduksjon i total-systemet avhengig av kostnadsdifferansen mellom produksjon av grønn og svart kraft, og ved moderate kvotenivå (opp til 0,40 i NVE sin modell). Lave kvotenivå vil også gi små velferdsvirkninger. Ved høye kvotenivå vil sertifikatmarkedet resultere i høyere brukerpris, lavere konsum og lavere total kraftproduksjon.
3. Pris- og forbruksvirkningene innenfor sertifikatområdet vil dempes dersom det handles med kraft med land utenfor sertifikatområdet. Et felles sertifikatmarked gjør at landet med lavest produksjonskostnader til grønn kraft vil øke eksporten, uavhengig av hvem som produserer svart kraft billigst.
4. Landet med høyest kvoteplikt i et sertifikatmarked vil tape velferd, men effekten blir mindre dersom landet produserer grønn kraft relativt billigere enn det andre landet.

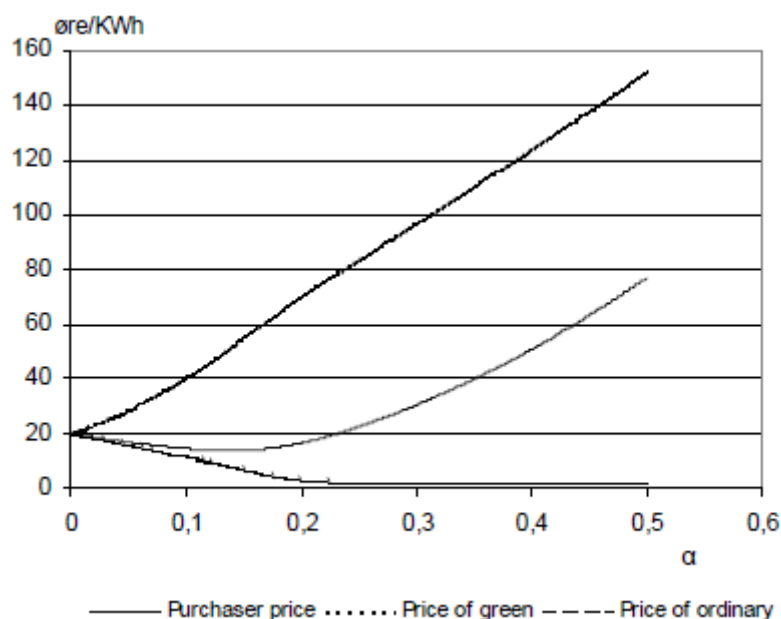
I hvilken grad er disse resultatene i tråd med den numeriske likevektsmodellen i kapittel 6?

*Punkt 1* er i overensstemmelse med begge scenariene av modellen. *Punkt 2* gjelder i et marked der det kun handles med kraft. Min modell fra kapittel 6 krever på sin side et betydelig lavere kvotenivå før brukerprisene begynner å stige enn det NVE finner. Kostnadsdifferansen mellom grønn og svart kraft er imidlertid stor i modellen i kapittel 6 (se tabell 5), noe som har betydning for hvor mye sertifikatprisen vil stige, og dermed hvordan

brugerprisene vil slå ut. Ved en kvote på 0,183 i Norge i et nasjonalt sertifikatmarked der det kun handles med kraft med Sverige, vil brukerprisene være høyere, konsum og total kraftproduksjon være lavere enn uten et sertifikatmarked. Min modell viser altså at kvotenivået ikke nødvendigvis må settes høyt (høyere enn 0,40) for at denne effekten skal tre frem.

Når det åpnes opp for handel i B2 (vist i tabell 16) vil Norge importere mindre kraft fra Sverige, noe som støtter opp om *punkt 3* (økt eksport tilsvarer mindre import). I modellen handles det kun med kraft mellom de to landene, og det stemmer da at pris- og forbruksvirkningene gir store utslag. Det stemmer også at Sverige, som har høyest kvotenivå i 2020 vil tape velferd i et felles sertifikatmarked som i *punkt 4*, og tapet vil være forholdsvis mindre dersom Sverige har lavest kostnader ved grønn kraft (se tabell 22).

### 7.1.2 Bye (2003)



Figur 23: Bye: Priser som funksjon av økende kvotekrav.

Bye (2003) har gjennomført en simulering av det norske kraftmarkedet basert på data fra det tidspunktet. Figur 23 viser hvilke priseffekter ved økt kvotekrav. Kvotenivået heves fra 0 til 0,6 langs den horisontale akse, mens prisen vises i øre/kWh langs den vertikale akse. Den øverste kurven viser marginalinntekten grønne produsenter får i tillegg til engrosprisen. Denne er stigende og består av kvotenivået multiplisert med sertifikatprisen ( $\alpha s$ ). Den nederste kurven er engrosprisen, som faller når kvotekravet øker. Sluttbrukerprisen er kurven mellom de to andre. Den vil avhenge av engrosprisen, sertifikatprisen og kvotenivået. I

figuren ser vi at sluttbrukerprisen faller fram til en kvote på 0,15. Videre stiger den, men den går ikke over sitt opprinnelige nivå før kvoten når 0,25. Den totale produksjonen vil gi et speilbilde av sluttbrukerprisen ved at sluttbrukerprisen er lav når tilbudet er høyt og omvendt. Bye (2003) har kommet frem til at svarte produsenter får redusert PO selv om en endrer på elastisitetsparameteren, noe vi også kunne observere i min modell da vi endret på etterspørselsparameteren for henholdsvis Norge og Sverige. Generelt vil PO til svarte produsenter falle mer enn PO til grønne produsenter stiger (sammen med en eventuell økning i KO). Økt kvotenivå vil gi et velferdstap.

Hovedresultatene fra Bye (2003) kan summeres ved følgende punkter:

1. Engrosprisen vil gå ned når kvoten heves. Årsaken til dette er økende grensekostnader forbundet med produksjon av kraft. Økt grønn kraft i markedet vil gå på bekostning av svart (ordinær) kraft som vil redusere tilbudet og bevege seg ned på grensekostnadskurven.
2. Sertifikatprisen vil øke på grunn av stigende grensekostnader. For å øke produksjonen må også lønnsomheten øke gjennom at sertifikatprisen øker.
3. Sluttbrukerprisen kan både gå opp og ned avhengig av fleksibiliteten i etterspørselen og tilbudet når kvoten heves. Når brukerprisen går ned er det kun svarte produsenter som finansierer utbygging av grønn kraft.
4. Hvis de to landene er del av et større kraftmarked vil engrosprisen jevnes ut gjennom at stigende priser i Norge og Sverige vil gjøre at mer kraft importeres, mens lave priser hjemme gjør at kraftvolumer flyter ut av landene. På denne måten blir engrosprisen gitt av utlandet. Hvis engrosprisen er konstant når tilbudet av svart kraft faller, vil sertifikatprisen komme i tillegg til den gitte engrosprisen. Det gjør at sluttbrukerprisen med sikkerhet øker og konsumet går ned.
5. Et felles sertifikatmarked mellom mange land kan ses på som et lukket område. Dermed vil engrosprisen påvirkes og de samme resultatene som under autarki, gjelder.



Simuleringen til Bye (2003) under *punkt 1* er gjort under autarki, men resultatene gjelder også for fri handel med kraft. Simuleringen må sammenliknes med et felles marked mellom Norge og Sverige der det kun handles med kraft. Det samlede tilbudet av kraft vil da bestå av svart og grønn produksjon fra begge landene til sammen, og endringer i tilbudet vil påvirke engrosprisen. Svart kraft synker når kvoten heves slik at engrosprisen også synker. Dette stemmer med *punkt 1*.

Når kvoten heves i Norge i et felles marked for kraft mellom Norge og Sverige, øker sertifikatprisen til å begynne med, men faller etter hvert når konsumet faller i stor nok grad. Som i *punkt 2* stemmer det at sertifikatprisen må øke for at produksjonen skal øke, men økt kvotenivå er ikke ensbetydende med økt grønn kraft. Årsaken til det er at engrosprisen kan falle så mye at selv med økende marginalinntekt ( $\alpha$ ), vil det ikke bli lønnsomt å øke produksjonen for grønne kraftprodusenter. I den numeriske modellen i kapittel 6 begynner grønn kraftproduksjon å falle ved en kvote høyere enn 0,35.

Hvis økningen i sertifikatprisen gir mindre utslag på brukerprisen enn nedgangen i engrosprisen, vil brukerprisen gå ned når kvotenivået heves. Kvotenivået vil ha betydning for sluttbrukerprisen gjennom hvor stor andel ( $\alpha$ ) av sertifikatprisen som legges til engrosprisen. Ved handel med kun kraft i den numeriske modellen i kapittel 6, vil sluttbrukerprisen (og dermed den totale produksjonen) kun øke fram til en kvote på 0,05 for videre å gå nedover når kvoten heves ytterligere. Det gjør at konsumet i Norge går ned ved kvotenivå høyere enn 0,05. Dette stemmer med *punkt 3*. Resultatene under *punkt 4* kan ikke brukes til å sammenlikne med min modell, men er interessante i og med at Norge og Sverige i virkeligheten inngår i et felles, nordisk kraftmarked. *Punkt 5* sier at autarkieresultatet hadde vært mest representativt dersom flere europeiske land hadde sluttet seg til det svensk-norske sertifikatmarkedet.

Resultatet til Bye (2003) legger vekt på at sluttbrukerprisene vil gå ned og gi økt konsumentoverskudd ved kvotenivå under 0,25, konsumet vil øke og det vil garantere økt produksjon av grønn kraft. Min numeriske modell viser at denne effekten er mindre framtredd og at det må mye lavere kvotenivå til før sluttbrukerprisen begynner å stige, konsumet går ned og grønn kraftproduksjon vil påvirkes av dette.

### 7.1.3 Amundsen & Nese (2009)

**Tabell 25: Amundsen og Nese (2009): Effekt av å innføre elsertifikater i et felles marked for kun kraft mellom Norge og Sverige (TWh og EUR/MWh).**

$\alpha_N$	$\alpha_S$	$z_N$	$z_S$	$y_N$	$y_S$	$x_N$	$x_S$	$q_N$	$q_S$	$s_N$	$s_S$	$p_N$	$p_S$
0	0	0.8	1.3	129.0	171.0	131.1	171.0	25.86	25.83	0	0	25.86	25.83
0	0.127	0.8	21.3	127.4	164.5	134.1	168.0	24.57	24.48	0	22.88	24.57	27.38
0.05	0.127	6.8	21.9	127.4	164.5	136.3	172.3	22.00	21.98	25.36	25.38	23.27	25.20
0.10	0.127	10.3	22.0	106.1	150.6	103.5	173.2	13.24	8.61	497.42	90.57	62.98	20.12

*Amundsen og Nese (A&N) (2009)* har utformet en numerisk modell ut fra den analytiske modellen presentert i kapittel 4. Resultatene er presentert i tabell 25 og 26. I tabell 25 handles det kun med kraft mellom Norge og Sverige. Kvotenivået holdes på 0,127 i Sverige, mens det i Norge økes fra 0 til 0,05 til 0,10. Som de analytiske resultatene deres forventet, blir engrosprisen ( $q_N/q_S$ ) redusert når Norge hever kvoten. På grunn av en antatt lineær trappetrinnfunksjon for grensekostnaden for svart kraft, vil ikke produksjon av svart kraft synke når kvoten kun heves til 0,05. Ved denne kvoten går sluttbrukerprisen ned, og konsum og produksjon av grønn kraft går opp. Resultatene vi fant i kapittel 6.1 samsvarer med disse, men grensekostnadsfunksjonen min for svart kraft er kontinuerlig slik at produksjonen går ned med én gang engrosprisen synker.

Når kvoten øker til 0,10, vil det gi høyere sluttbrukerpris, lavere konsum, men økt produksjon av grønn kraft. Den analytiske modellen forventet en økning i produksjon av grønn kraft i Sverige. Ut fra resultatene fra den numeriske modellen kan A&N (2009) nå fastslå at grønn kraftproduksjon også øker i Norge ved kvote på 0,10. Den numeriske modellen i kapittel 6 viser at den grønne kraftproduksjonen øker ytterligere ved kvote på 0,183 i Norge (og 0,195 i Sverige), og helt opp til en kvote på 0,35. Ved dette kvotenivået vil også produksjon av svart kraft gå ned i begge land og engrosprisen vil synke ytterligere. Jeg viste at konsumet faller i Norge, men øker i Sverige, noe som gir kraftige endringer i sertifikatpriser og sluttbrukerpriser, noe vi også ser i tabell 25.

**Tabell 26: Amundsen og Nese (2009): Effekt av å innføre elsertifikater i et felles marked for kraft og elsertifikater mellom Norge og Sverige (TWh og EUR/MWh).**

$\alpha_N$	$\alpha_S$	$z_N$	$z_S$	$y_N$	$y_S$	$x_N$
0	0	0.8	1.3	129.0	171.0	132.1
0	0.127	0.8	20.1	127.4	164.7	133.8
0.05	0.127	10.3	17.9	127.4	164.5	136.3
0.10	0.127	10.34	22.2	127.4	134.1	125.8

$x_S$	$q_N$	$q_S$	$s_N$	$s_S$	$p_N$	$p_S$	$z_{NS}^a$
171.0	25.86	25.83	0	0	25.86	25.83	0
167.6	24.78	24.75	0	22.62	24.78	27.62	0.8
172.3	22.00	21.98	25.38	25.38	23.27	25.20	3.6
155.6	11.83	11.84	185.37	185.37	30.37	35.38	1.0

$z_{NS}$  =nettoeksport av sertifikater fra Norge til Sverige.

I tabell 26<sup>87</sup> ser vi hva som skjer når de samme kvotenivåene settes i et felles marked for både kraft og sertifikater. Den øverste linjen i tabellen representerer autarki. Vi ser at Sverige produserer mest av både grønn og svart kraft, men har til gjengjeld høyere konsum enn Norge. Andre linje i tabellen representerer et marked for kraft uten handel med sertifikater, der Sverige har kvote på 0,127 mens Norge har kvote på null. Dette vil likne på tilstand én i B1 i min modell, men kvotenivået i Sverige er satt noe lavere her. Ved tredje linje i tabellen åpnes det opp for handel med sertifikater, og Norge innfører et kvotekrav på 0,05. Når det åpnes opp for handel ser vi i tabellen at totalt konsum av kraft øker<sup>88</sup>. I B2 i min modell vil det totale konsumet øke når det åpnes opp for handel med sertifikater og Norge har kvote på null. Når kvoten heves i et felles marked for sertifikater så vi at det totale konsumet vil falle raskere enn når det kun handles med kraft. Det resulterer i at det totale konsumet fremdeles ligger høyere enn uten et sertifikatmarked ved en kvote på 0,05, men settes kvoten høyere vil konsumet være lavere. Dette kan vi se i fjerde linje i tabell 26, der kvoten for Norge er satt til 0,10, og konsumet har sunket fra nivået da kvoten var på 0,05. Min numeriske modell og denne til A&N (2009) viser dermed samme resultat.

Resultatene i den numeriske modellen til A&N og mine resultater vil avhenge av hvordan de ulike funksjonene er utformet. A&N (2009) finner at produksjon av grønn kraft øker for begge land når kvoten settes opp til henholdsvis 0,05 og 0,10. Jeg finner i min modell at grønn kraftproduksjon også øker fram til 2020, ved kvote på 0,195 i Sverige og 0,183 i Norge. I tillegg viser jeg at økt kvote innebærer et velferdstap for begge land. A&N (2009) finner at

<sup>87</sup> Tabellen er delt i to og plassert under hverandre for å få plass på siden. Det vil si at de fire ulike kvotenivåene  $\alpha_N$  og  $\alpha_S$  i første og andre kolonne også gjelder for variablene til Sverige i nederste del av tabellen.

<sup>88</sup> Fra  $133,8+167,6=306,1$  til  $136,6+172,3=308,6$ .

økningen i grønn kraftproduksjon er høyest i *Sverige*, mens jeg finner at økningen er høyest i *Norge*. Denne effekten er trolig avhengig av hvordan kostnadsfunksjonen for grønn kraft er utformet i hver modell.

## 7.2 Oppsummering og diskusjon

Etter å ha studert og sammenliknet resultatene fra modellen i kapittel 6 med annen forskning, kan vi nå oppsummere for å gi en bedre oversikt. Vi begynte med å analysere effekten av at Norge hever kvotenivået til grønn kraft som andel av konsumet, mens Sverige holdt kvotenivået fast.

### 7.2.1 Oppsummering av resultater

Vi fant følgende effekter når det kun handles med kraft (mellom Norge og Sverige):

- Produksjon av svart kraft, som i hovedsak består av vann- og kjernekraft, vil gå ned i begge land. Det senker engrosprisen på kraft, som er felles for Norge og Sverige. Redusert produksjon av svart kraft gjør at sertifikatprisen i Sverige øker, men sluttbrukerprisen går ned. Sverige opplever dermed at konsumet og produksjonen av grønn kraft går opp når Norge hever kvoten og de vil øke importen fra Norge.
- I Norge vil kostnadsdifferansen mellom grønn og svart kraftproduksjon være med på å avgjøre hvorvidt sluttbrukerprisen vil øke eller synke når kvoten heves. I modellen implementert for det norske og det svenske kraftmarkedet, ville sluttbrukerprisen kun gå ned opp til en kvote på 0,05 og øke ved kvotenivå høyere enn dette.
- Sertifikatprisen stiger opp til en kvote på 0,35, deretter vil den (og produksjon av grønn kraft) gå nedover igjen. Økt kvotenivå i Norge gir dermed ikke en garanti for at produksjon av grønn kraft øker. Siden kravet til grønn kraftproduksjon er gitt som andel av konsumet og ikke som en tallfestet mengde, vil grønn kraftproduksjon kunne gå ned dersom konsumet synker nok. Modellen viser imidlertid at grønn kraftproduksjon øker totalt sett når landene setter kvotene lik de fastsatte nivåene for 2020.
- Ved å justere på parameterne og endre kostnads- eller etterspørselsforholdene vil konsum, produksjon og priser endre seg i samme retning som i basis-scenariet, men i større eller mindre grad avhengig av hvilke parametere vi justerer på. Landet som øker kvoten, vil også øke eksporten (eller redusere importen) når kvoten heves.

Ved kvotenivået for 2020 ( $\alpha=0,183$ ), vil grønne produsenter i begge land øke produsentoverskuddet i forhold til en situasjon der Norge ikke har noe kvotekrav. Når sertifikatprisen går opp går engrosprisen ned, og svarte produsenter reduserer tilbudet slik at produsentoverskuddet deres går ned. I Sverige vil sluttbrukerprisen gå ned og konsumentene får økt overskudd, mens i Norge øker prisen og konsumentoverskuddet går ned. Svarte produsenter er dermed med på å finansiere utbygging av grønn kraft sammen med norske konsumenter. Totalt sett øker velferden i Norge. Velferden går ned i Sverige fordi produsenter av grønn kraft sammen med konsumenter ikke øker produsent- og konsumentoverskuddet med like mye som svarte produsenter taper produsentoverskudd.

Ved et felles sertifikatmarked vil sertifikatprisen være felles, i tillegg til engrosprisen. Vi finner følgende effekter:

- Idet det åpnes opp for handel med sertifikater vil det totale tilbudet av både grønn og svart kraft øke eller gå ned avhengig av hvor mye grønn kraft som vil være lønnsom *uten* en ekstraintekt fra elsertifikater. Engrosprisen vil ligge høyere i et felles marked. Økt kvotenivå vil gjøre at det totale konsumet faller raskere enn i et marked der det kun handles med kraft.
- Landet med lavest kostnader ved produksjon av grønn kraft vil øke eksporten når det åpnes opp for handel med sertifikater, uavhengig av hvilket av landene som produserer svart kraft til lavest kostnad.
- Et felles sertifikatmarked sikrer at det blir mer konkurranse om å bygge ut de billigste prosjektene, og det gjøres på en mer kostnadseffektiv måte. Sertifikatprisen i et felles sertifikatmarked vil ligge lavere enn gjennomsnittet av de to sertifikatprisene i nasjonale sertifikatmarkeder.
- I Norge vil sluttbrukerprisen øke og konsumet falle når kvoten heves. Sluttbrukerprisen i Sverige vil øke og konsumet falle fram til en kvote på 0,20, deretter vil prisen falle og konsumet øke. I begge land vil nå grønn kraft øke opp til en kvote på 0,30, videre vil den falle.
- I 2020 vil det totale konsumet (og produksjonen) ligge lavere enn uten handel med sertifikater, men grønn kraftproduksjon vil totalt ligge marginalt høyere i basis-scenariet når det åpnes opp for handel med sertifikater.
- Velferden vil gå ned i begge land når kvoten heves, men den vil gå relativt mer ned i Sverige. Konsumenter og produsenter av svart kraft taper overskudd i større skala enn

grønne produsenter får økt sitt overskudd. Velferden vil imidlertid være så godt som uendret i forhold til en situasjon uten handel med sertifikater.

### 7.2.2 Diskusjon

Hensikten med det svensk-norske sertifikatsystemet er å øke produksjonen av grønn kraft. Resultatene i denne oppgaven viser at det innebærer at produksjonen av svart kraft går ned. I Sverige består nær halvparten av produksjonen av kjernekraft, og denne karakteriseres som svart kraft. Kjernekraft innebærer lave nivå av karbondioksidutslipp, men gir radioaktivt avfall. En minimal del av den totale kraftproduksjonen fra fastlands-Norge kommer fra kraftkilder som gir utslipp av CO<sub>2</sub> (for eksempel fra gasskraftverk). Ellers vil mesteparten av den svarte kraftproduksjonen i Norge og Sverige komme fra utslippsfrie, fornybare energikilder som storskala vannkraftverk og bioenergi (anlegg satt i drift før elsertifikatsystemet som ikke er elsertifikatberettiget). Storskala vannkraftverk kan være skadelig for miljøet gjennom å påvirke fisk og fauna, tidvis tørrelegging, erosjonsskader og høyere risiko for flom og skred. Jeg vil likevel ikke påstå at grønne kraftgenereringsformer vil innebære mindre alvorlige inngrep i naturen.

Konsesjonsmyndigheten i et land kan kontrollere utbyggingen av grønn kraft ved å regulere tilgangen til naturverdier. For eksempel kan dette gjøres ved at NVE i Norge lager forbud mot vindmøller i områder der de kommer i konflikt med lokal befolkningen eller næring, at de verner vassdrag og regulerer traseer for master. Det kan gis kompensasjon for lokale naturbelastninger, og det kan stilles krav om bevaring av uberørte områder<sup>89</sup>. Eksempler på et prosjekt som har skapt store protester hos befolkningen er de omstridte «monstermastene» i Hardanger.

At vannkraftprodusenter «straffes» fordi de har lave produksjonskostnader, og ikke fordi de er «miljøsyndere» kan virke urimelig. Vannkraften i Norge er stort sett offentlig eid. Redusert lønnsomhet for vannkraft vil føre til redusert inntjening for fylkeskommunen som eier, som igjen har konsekvenser for befolkningen i fylket i form av lavere inntekter til felles velferd. I tillegg vil økt kapasitet i nettet kreve høye investeringer finansiert av skattepenger. Norske forbrukere vil dermed bli belastet på flere måter enn kun gjennom økte sluttbrukerpriser.

---

<sup>89</sup> OED: NOU (2012): *Energiutredningen- verdiskapning, forsyningssikkerhet og miljø*.

Økt grønn kraftproduksjon bidrar til å oppfylle kravene fra fornybardirektivet og indirekte til å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> gjennom at noe av den svarte kraften som innebærer utslipp, reduseres. Redusert CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge eller Sverige som er dekket av EUs kvotesystem vil imidlertid ikke føre til redusert utslipp i Europa der totalt antall kvoter er gitt. Generelt vil lavere etterspørsel etter CO<sub>2</sub>-kvoter senke prisen på kvotene og føre til høyere utslipp et annet sted i Europa. Fra fastlands-Norge er imidlertid CO<sub>2</sub>-utslippene minimale sett i forhold til resten av Europa, og vil dermed ha neglisjerbar effekt på det samlede utslippsnivået og etterspørselen etter CO<sub>2</sub> -kvoter. Argumenter for at elsertifikatene kan bidra til å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp, vil ut fra disse to poengene ha liten støtte i et land som Norge.

Ett av formålene med å øke fornybarandelen er å øke forsyningssikkerheten. Mer variert produksjon av kraft kombinert med økt kapasitet i overføringsnettet og bedre forbindelser med utlandet gir økt forsyningssikkerhet av kraft i et land. Den forsterkes gjennom jevnere tilgang på vann og vind ved flere aktører og dermed mer stabile priser og økt likviditet i sertifikatmarkedet. I tørrår er det spesielt nyttig å ha tilgang på kraft fra andre kilder enn vannkraft. Det gir også økt konkurranse og mindre sjanse for at det utøves markedsrett. Denne positive eksterne effekten vil ikke en enkeltaktør ta hensyn til når han vurderer om et prosjekt vil være lønnsomt eller ei. Produksjonen av grønn kraft kan også sees på som et kollektivt gode, der myndighetene må gripe inn for å sikre at tilbudet av grønn kraft holdes på det nivået som maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet. De positive eksternalitetene knyttet til økt grønn kraftforsyning blir ikke tatt hensyn til når det regnes ut velferdsendringer.

I modellen så vi at den totale produksjonen av kraft går marginalt ned i 2020, fordi tilbudet av svart kraft reduseres når kvoten heves. Det kan argumenteres for at tilbudet av svart kraft er så godt som uelastisk på lang sikt i Norge grunnet at vannkraft ikke har variable kostnader ved produksjon. Mange vannkraftprodusenter tjener mer på å holde produksjonen i gang og selge kraften billig, enn å la vannet renne gjennom anleggene uten å generere kraft.

Dette gjelder ikke for vannkraftverk med stor lagringskapasitet. Produsenter med mulighet til å lagre vannet over lange perioder i magasiner, kan vente til engrosprisen stiger før de begynner å produsere kraft. Hvis det er slik at tilbudet av svart kraft i Norge er relativt upåvirket av endringer i engrosprisen, vil det totale krafttilbudet øke når kvoten settes opp. Fortjenesten til vannkraftprodusentene vil gå ned som følge av at økt tilbud av grønn kraft gir

høyere totalt tilbud av kraft. Det gir redusert engrospris i et sertifikatmarked med to land, men gir med sikkerhet økt kraftforsyning.

En kan i tillegg anta at generelt i samfunnet vil utvikling og bruk av teknologi som er avhengig av elektrisitet vokse. Sammen med økonomisk vekst, vil dette øke den aggregerte etterspørselen etter kraft og avhengigheten av stabil og robust forsyning av kraft. På forbrukersiden er det i den siste tiden blitt innført ulike energieffektiviseringstiltak i bolig, næring, industri og transport som vil gjøre at kraften kan utnyttes på en mer effektiv måte. Det har redusert etterspørselen de siste årene, men potensialet er mye større enn det vi har utnyttet til nå. Modellen tar ikke hensyn til at en slik utvikling kan finne sted, men antar alt annet likt når kvotenivået heves. Dermed er det kun endringer i pris som vil påvirke modellens likevekt. Hvilken effekt disse faktorene til sammen vil ha på det totale konsumet er usikkert. Økt sluttbrukerpris kan ha en *positiv* effekt ved at det for eksempel bidrar til å fremskynde behovet for energieffektivisering.

I modellen så vi at tilbudet av svart kraft gikk ned ved økt kvote, siden markedet kun besto av to land. Bye (2003) gjør et poeng i punkt 4 av at dersom et land er en del av et større kraftmarked (som Nord Pool Spot), vil engrosprisen være gitt av utlandet.

Dersom engrosprisen ikke påvirkes når den grønne produksjonen av kraft i et land øker, vil sluttbrukerprisen øke jo høyere kvoten settes, og innenlands etterspørsel gå ned. Hvis Norge produserer mer fornybar kraft enn det etterspørres innenlands, kan kraften eksporteres til andre europeiske land, og redusere behovet for kraft fra fossile brensler som innebærer utslipp av CO<sub>2</sub>. Jeg kan isolert sett ikke finne noen argumenter for hvorfor Norge skulle ønske å legge en ekstra kostnad på konsumenter og vannkraftsprodusenter for å oppnå en positiv effekt i Europa.



## 8 Konklusjon

Oppgavens formål har vært å analysere hvordan introduksjonen av elsertifikater i Norge ville slå ut i systempris, sluttbrukerpris og ny fornybar kraftproduksjon i et felles marked med Sverige. Dette ble gjort ved å sette opp en numerisk likevektsmodell, der det gikk an å skru på parametere og kvotenivå. Hensikten med dette har vært å se hvor forskjellig utslaget kunne bli avhengig av kvotenivået som ble valgt og ut fra utbyggingspotensiale i hvert land.

Den numeriske likevektsmodellen viste at sluttbrukerprisen i Norge kun vil gå ned ved lave kvotenivå dersom det ikke handles med sertifikater med Sverige, kun med kraft. Hvorvidt konsumentene i Sverige har opplevd at sluttbrukerprisen har gått ned siden innføringen av sertifikatene i 2003 er det ikke mulig å si noe om, siden vi ikke vet om engrosprisen har ligget lavere enn den ellers ville ha gjort. I et felles marked for sertifikater slik det er i dag, vil sluttbrukerprisen utelukkende gå opp i Norge. Ved å sette kvoten til kvotenivået satt for Norge i 2020<sup>90</sup>, så vi at produksjon av grønn kraft ville øke i både Norge og Sverige. Norge vil kunne bygge ut til en lavere marginalkostnad enn Sverige, dermed vil den meste av utbyggingen skje i Norge. Begge land vil bygge ut omtrent like mye vindkraft. Norge har størst potensiale til å bygge ut småskala vannkraftverk, mens Sverige har best forutsetning for bioenergi. Et felles sertifikatmarked mellom Norge og Sverige gjør at den samme mengden utbygging kan utføres til en lavere felles sertifikatpris enn det gjennomsnittet av de nasjonale sertifikatprisene ville ligget på.

Sluttbrukerprisene i både Norge og Sverige vil øke når kvoten i Norge settes opp fra null til 0,183, og det vil bli lavere tilbud av svart kraft som i hovedsak består av vannkraft (og kjernekraft i Sverige). I Norge vil sertifikatene altså finansieres av både konsumenter og vannkraftprodusenter, og det vil føre til et velferdstap. Norske forbrukere må dermed finansiere utbyggingen gjennom økte sluttbrukerpriser på kraft og staten/(fylkes)kommunen får reduserte inntekter fra de vannkraftverkene de har eierandeler i. Konsumet i Sverige vil imidlertid ligge høyere ved et felles sertifikatmarked med Norge, enn det ville gjort ved et nasjonalt marked. Redusert konsum i Norge gjør at samlet produksjon vil være noe lavere ved et felles sertifikatmarked enn ved et nasjonalt.

---

<sup>90</sup> Kvoten i Norge settes opp til 0,183, mens Sverige hele tiden holder kvoten fast på 0,195.

Norge vil være mest tjent med et felles marked, siden den meste av utbyggingen vil skje i Norge, og svenskene må være med på å finansiere det gjennom å importere sertifikater (produsentoverskuddet til grønne produsenter i Sverige vil gå ned når Norge inkluderes i sertifikatmarkedet). Sverige mister en del av innenlands verdiskapning til Norge, men slipper imidlertid de negative eksterne effektene knyttet til utbygging av nye kraftanlegg. Produksjon av svart kraft vil ikke påvirkes av hvorvidt sertifikatmarkedet i Norge og Sverige er nasjonalt eller felles ved kvotenivået for 2020.

Positive eksterne effekter av å øke andelen ny fornybar kraft går det ikke an å tallfeste, dermed må det vurderes hvor høye kostnader vi kan tåle for at de positive effektene skal øke nytten i befolkningen. Mer kostnadseffektiv utbygging av ny fornybar kraft ved hjelp av elsertifikater vil tjene samfunnet ved at det kan bruke mindre ressurser til å støtte prosjekter uten garantert lønnsomhet, og gjør det lettere å oppfylle kravene fra fornybardirektivet. En ulempe med elsertifikater kan være at de gir støtte til allerede lønnsom ny fornybar kraftproduksjon. Økt konkurranse og likviditet i markedet som følge av at elsertifikater kan tilbys fra to land gir redusert mulighet for at grønne produsenter kan utøve markedsrett ved å holde igjen sertifikater i perioder der det er knapphet på sertifikater. Det *kan* bidra til at sertifikat- og kraftprisen ligger lavere enn den ville ha gjort uten et felles marked. Økt lønnsomhet ved ny fornybar kraftproduksjon kan stimulere FoU, som videre kan selges til utlandet.

Et alternativ til elsertifikater kan være å legge en avgift på kraftproduksjon med CO<sub>2</sub>-utslipp for å vri konkurransen til fordel for ikke-forurensende kraftproduksjon i tråd med prinsippet om at «forurenseren betaler». Et slikt system hadde fungert bedre på et land som for eksempel Tyskland, der størstedelen av kraftproduksjonen kommer fra fossile brensler, og omlegging til større andel fornybar kraft ville gitt store reduksjoner i utslippene. I et land som Norge kommer så å si all kraften fra fornybare kilder, og en avgift på CO<sub>2</sub>-utslipp ville gitt liten påvirkning på tilbudet til den billige vannkraften. Kombinert med subsidier kunne en økt produksjonen fra de samme energikildene som inngår i elsertifikatsystemet i dag. Ulempen med subsidier er som nevnt at søknadsprosessen tar lang tid, og kun prosjekter av en viss størrelse vil bli vurdert. Elsertifikatsystemet legger mer til rette for at de kostnadseffektive prosjektene blir realisert først, uavhengig av størrelse (med unntak av begrensninger i hvilke småskala vannkraftanlegg som er elsertifikatberettigede).

I elsertifikatsystemet er kvotene myndighetenes viktigste virkemiddel til å påvirke produksjonen av grønn kraft. Eventuelle begrensinger til utbygging kan kontrolleres gjennom konsesjonsmyndigheten, men utvidet utbygging krever også at konsesjonspolitikken er rask og effektiv. Det krever imidlertid mye informasjon om kostnader og potensiale til utbygging for at kvotene skal settes «riktig». En annen viktig faktor er at systemet er langsiktig med stabile rammevilkår for at den forventede investeringen faktisk skal inntreffe.

Dersom sertifikatmarkedet ikke er godt utformet eller kvotenivået blir satt for høyt risikerer man at sluttbrukerprisen går opp og engrosprisen ned *uten* at det blir produsert mer grønn kraft. På den måten vil konsumenter og svarte produsenter finansiere et tiltak som ikke virker. Et sertifikatmarked gir altså ingen garanti for at produksjon av grønn kraft faktisk øker, men det *kan* gi en økning dersom en unngår de potensielle fallgruvene. Modellen viser at en må opp på et kvotenivå på 0,30 i et felles sertifikatmarked for at grønn kraftproduksjon skal gå nedover. Slik systemet og kvotene er utformet i dag, trenger vi, ifølge resultatene i denne oppgaven, ikke å frykte at dette skal skje.

## 9 Referanser

### Artikler:

Amundsen E.S., & Bergman L. (2010) *Green Certificates and Market Power on the Nordic Power Market*. Working papers in economics No 12/10.

Amundsen E.S., & Bergman L. (2006) *Why has the Nordic electricity market worked so well?* Econpapers, 2006, vol. 14, issue 3, 148-157.

Amundsen E.S. & Mortensen J.B. (2001) *The Danish Green Certificate System: some simple analytical results*. Energy economics 23 (5), 489-509.

Amundsen E.S. & Nese G. (2009) *Integration of tradable green certificate markets: What can be expected?* Journal of Policy Modeling 31, 903–922.

Bartnes G. (2010) *Elsertifikater i Norge*. Norges vassdrags- og energidirektorat. Powerpoint presentasjon (tilgjengelig på nett). Lokalisert 20.02.12. URL: <http://www.energimyndigheten.se/Global/F%C3%B6retag/Elcertifikat/Nyhetsbrev/Informationstr%C3%A4ffar/Norska%20elcertifikatsystemet.pdf>

Buan I.F., Eikeland P.O. & Inderberg T.H (2010). *Rammebetingelser for utbygging av fornybar energi i Norge, Sverige og Skottland*. Fridtjof Nansens institutt.

Bye, T. (2003) *On the price and volume effects from green certificates in the energy market*. Discussion paper no. 351. Statistisk Sentralbyrå.

Bøeng A.C. (2010) *Konsekvensene for Norge av EUs fornybardirektiv*. SSB, økonomiske analyser 4/2010. Statistisk Sentralbyrå.

Böhringer, C. & Rosendahl, K. (2009) *Satsing på fornybar energi=satsing på kullenergi*. *Samfunnsøkonomen* nr. 7

Energimyndigheten (2009) *Om Elcertifikatsystemet*. Lokalisert 29.08.11. URL: <http://www.energimyndigheten.se/sv/Foretag/Elcertifikat/Om-elcertifikatsystemet/>

Energimyndigheten (2011). *Energiläget i siffror*. Lokalisert 22.02.2012. URL:

<http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&cat=/Broschyre&id=e0a2619a83294099a16519a0b5edd26f>

Enger, L. B. (2011) *Elsertifikater i det norske energimarkedet- En teoretisk tilnærming med analyse av et felles svensk-norsk elsertifikatmarked*. Masteroppgave i samfunnsøkonomi, Universitetet i Oslo, Oslo.

EU-delegasjonen (2011) *Fornybardirektivet en del av EØS avtalen*. Lokalisert 16.03.2012. URL: <http://www.eu-norge.org/Aktuelt/Nyhetsartikler/Fornybardirektivet-en-del-av-EOS-avtalen/>

KUBE (2010): *Hva vil innføringen av et felles, grønt sertifikatmarked med Sverige bety for Statnetts virksomhet?* Statnett.

St. meld nr. 15 (2004-2005) *Om konkurransepolitikken- Det nordiske kraftmarkedet..*

Fornyings- administrasjons- og kirkedepartementet. Lokalisert 10.10.11. URL: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fad/dok/regpubl/stmeld/20042005/stmeld-nr-15-2004-2005-/9/4.html?id=406277>

Stortinget (2011) Innst. 379 L (2010-2011). *Innstilling fra energi-, og miljøkomiteen om lov om elsertifikater*. Energi- og miljøkomiteen. Lokalisert 09.05.2012. URL:

<http://stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2010-2011/inns-201011-379/2/>

Hansson T. & Øydgard E.W. (2010) *Hva er konsekvensene for kraftmarkedet i Norge ved innføring av et marked for grønne sertifikater?* Masteroppgave i samfunnsøkonomi, Norges handelshøyskole, Bergen.

NVE (2010): Varedeklarasjon 2010. Lokalisert 10.01.12. URL:

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/Varedeklarasjon1/Varedeklarasjon-2010/>

NVE (2007): Håndbok 1-07. *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*.

OED (2010) *Høringsnotat, Om lov om elsertifikater*. Lokalisert 15.03.2012. URL:

<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Energisertifikater/El-sertifikater/Hoeringsnotat.pdf>

OED (2011): LOV 2011-06-24 nr 39: *Lov om elsertifikater* Lokalisert 03.10.2011. URL: <http://www.lovdatab.no/all/hl-20110624-039.html>

OED: NOU (2012:9): Energiutredningen - verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø. Stortinget Innstilling 379 L (2010-2011)

Zero (2009) *Norge, fornybardirektivet og grønne sertifikatforhandlinger*. Lokalisert 11.11.2011. URL: <http://www.zero.no/fornybar-energi/norge-fornybardirektivet-og-groenne-sertifikater>

Zero (2010) *Fornybardirektivet*. Lokalisert 10.10.11. URL: <http://www.zero.no/fornybar-energi/politikk-og-rammevilkaar/fornybardirektivet>

#### **Internett:**

- Ec.europa.eu

[http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm)

- Fitariffs.co.uk

<http://www.fitariffs.co.uk/FITs/>

- SSB

<http://www.ssb.no/energi/>

- Statnett.no

<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Elsertifikater/>

- Klif.no

<http://www.klif.no/no/Sporsmal-og-svar/Klima-og-ozon/CO2-kvoter/>

- Kraftkartet.no

<http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3303>

<http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3312>

- Nordpoolspot.no

<http://www.nordpoolspot.com/About-us/>

- Regjeringen.no

[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat om de norske elsertifikatkvotene.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat%20om%20de%20norske%20elsertifikatkvotene.pdf)

- Wikipedia.org

[http://en.wikipedia.org/wiki/Renewables\\_Obligation](http://en.wikipedia.org/wiki/Renewables_Obligation)

- Zero.no

<http://www.zero.no/fornybar-energi/politikk-og-rammevilkaar/fornybardirektivet>

- Gams.com

<http://www.gams.com/docs/intro.htm>

### **Pressemeldinger:**

OED: *Overgangsordning for elsertifikatmarkedet på plass*. Pressemelding, 26.11.2009. Nr.: 143. URL:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressesenter/pressemeldinger/2009/overgangsordning-for-elsertifikatmarkede.html?id=587253>

Energimyndigheten (2012) Pressemelding. *Hög nettoexport då användningen av el minskade under 2011*. Lokalisert 10.02.2012. URL:

<http://energimyndigheten.se/sv/Press/Pressmeddelanden/Hog-nettoexport-da-anvandningen-av-el-minskade-under-2011/>

### **Publikasjoner:**

Energimyndigheten (2011). *Elcertifikatsystemet 2011*. Publikasjon 12.09.2011.

Energimyndigheten (2010) *Energiläget*. Publikasjon 14.12.2010.

### **Rapporter:**

- Aune, Bye & Hansen (2005). *Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked*. Rapport 20/2005. Statistisk Sentralbyrå
- Bye T., Olsen O.J. & Skytte K. (2002) *Grønne sertifikater- design og funksjon*. Rapport 11/2002. Statistisk Sentralbyrå
- Econ Pöyry (2008) *Støtteordninger for fornybar energi i Europa*. Rapport 066/2008.
- Energimyndigheten (2010) *Gemensamt elcertifikatsystem med Norge. Delredovisning med att föreslå nya kvoter mmi elcertifikatsystemet*. Rapport 28/2010.
- Kolbeinstveit (2009)- *Grønne sertifikater- Et norsk perspektiv på saken om et pliktig elsertifikatmarked mellom Sverige og Norge*, Rapport 4/2009. Fridtjof Nansens Institutt.
- NVE (2011a) *Elsertifikater i Norge*. Rapport 12/2011.
- NVE (2011b) *Energibruk, energibruk i fastlands- Norge*. Rapport 9/2011.
- NVE (2010) *Tilgangen til fornybar energi i Norge- et innspill til Klimakur 2020*. Rapport 2/2010.
- NVE (2005) *Vindkraftpotensialet i Norge*. Rapport 17/2005.
- NVE (2004a): *Grønne sertifikater, Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder*, Rapport 11/2004.
- NVE (2004b): *Elproduksjon basert på biobrensel, Teknisk/økonomisk potensial*, Oppdragsrapport A, 1/2004.
- Møreforskning Molde AS (2010) *Markedskarakteristika og logistikkutfordringer ved offshore vindkraftutbygging*. Rapport 1007/2010.
- OED (2012) *Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader*. Rapport 19/2011.
- Statens energimyndighet (2005). *Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad. Bilaga 1- Förutsetningar i respektive land*. Rapport 7/2005.



Statens energimyndighet. (2005). *Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad*.  
Rapport 7/2005.

Statens energimyndighet (2010) *Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elcertifikatpriser*.  
Rapport 27/2010.