

# Klimaendringer gir lavere elektrisitetspriser og høyere forbruk i Norden

Karina Gabrielsen og Torstein Bye

*Bruk av fossil energi gir utslipp av klimagasser og dette gir med stor sannsynlighet endringer i de globale klimaforhold. Endrede klimaforhold påvirker nedbørforhold, sammensetning av regn og snø ved at temperaturforhold endres, vind- og solforhold osv. For Norge og Norden, som har et stort innslag av vannbasert elektrisitetsproduksjon, og hvor store deler av energien brukes til oppvarming, kan dette ha stor betydning for endringer i markedsforholdene. I denne studien benyttes detaljerte data fra klimamodeller i samspill med en markedsmodell for det nordiske kraftmarkedet for å studere klimaendringers effekt på elektrisitetsmarkedet. Vi finner at klimaeffektene isolert sett gir lavere elektrisitetspriser, større produksjon og forbruk, mindre produksjon av gasskraft, mer handel med kraft og større omfang av nettskranker.*

## Innledning

Økonomisk vekst påvirker energibruk som igjen påvirker utslipp av klimagasser. Flere studier analyserer slike effekter, se for eksempel Aune mfl. (2000). Andre studier analyserer sammenhengen mellom utslipp av klimagasser, klimaendringer og viktige tilbudssideforhold i energimarkedet. Se for eksempel RegClim (Bergstrøm mfl., 2003), Climate, Water & Energy (Kuusisto, 2004) og Norges Vassdrags og Energidirektorat (Beldring mfl., 2005). I RegClim-prosjektet studeres sammenhengen mellom konsentrasjon av klimagasser og flere klimaindikatorer, deriblant temperatur, nedbør og vind. RegClim lager scenarier for det fremtidige klimaet basert på globale klimamodeller og regional nedskalering. Climate, Water & Energy (CWE) er et samarbeid mellom nordiske hydrologiske og meteorologiske institusjoner. CWE-prosjektet har ved hjelp av RegClims klimascenarier undersøkt om klimaendringer allerede har forekommet i Norden. Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) har sammen med meteorologisk institutt (DNMI), studert langtidseffekter av endret klima på tilsig til kraftverkene vannmagasiner i Norge. Resultatene er presentert i flere rapporter, se for eksempel Beldring mfl. (2005).

I denne artikkelen studerer vi effekten av klimaendringer på både tilbudssiden og etterspørselssiden i det nordiske kraftmarkedet, se Gabrielsen (2005). Klimaendringene er simulerte endringer i tilsig, vind og temperaturavhengig etterspørsel fra 2001-2040. På tilbudssiden benytter vi data over tilsig, regn og snø for perioden 1980-1999 til å estimere en *tilsigsmodell*

som deretter simuleres for den senere perioden. Klimavariablene inneholder også simulerte temperaturendringer som benyttes sammen med en *temperaturmodell* for å beregne partielle temperatureffekter på etterspørselen etter energi. Denne informasjonen kombineres i en nordisk kraftmarkedsmodell, *Normod-T* (Johnsen, 1998), for å finne totaleffekten av klimaendringene på tilbud, etterspørsel, handel og nettskranker i det nordiske elektrisitetsmarkedet frem mot 2040.

## Klimaendringer og tilgang på elektrisitet

Tilbudet av elektrisitet i det nordiske markedet avhenger av mange kilder, deriblant tilgangen på primær-energi gjennom de fornybare ressursene vann, vind, biomateriale, og i mindre grad sol og bølger. Klimaendringer kan påvirke de fleste av disse, men vi har her valgt kun å studere sammenhengen mellom klimaendringer og tilsig til vannmagasiner og vindhastighet. Bakgrunnen for vår studie er tilsigsdata til norske vannkraftmagasiner, studier av sammenhengen mellom vindhastighet og produksjonsmuligheter i vindmøller og studier av sammenhengen mellom utviklingen i klimaforhold, nedbørforhold (både regn og snø) og temperaturforhold. Tidligere har NVE i samarbeid med DNMI studert sammenhengen mellom klimaforhold og tilsigsforhold i norske vannkraftanlegg (Beldring mfl., 2005). I tillegg til at vi gjør vår egen studie av dette, utvider vi studien til også å omfatte etterspørselssiden i kraftmarkedet ved at temperaturforhold endres. Vi samler også alle delstudiene i en helhet gjennom en egen nordisk markedsmodell for elektrisitet, *Normod-T*. Dette gjør oss i stand til å studere effekten på elektrisitetpriser, elektrisitetetterspørsel og handel, sammensetning av teknologier på produksjonssiden og eventuelle nettutfordringer som endrede tilsigs- og vindforhold kan ha ved at tilbudssiden er lokalisert andre steder enn etterspørselssiden.

**Torstein Bye** er forskningssjef ved Gruppe for energi og miljøøkonomi (torstein.bye@ssb.no)

**Karina Gabrielsen** er MSC ved Gruppe for energi og miljøøkonomi (karina.gabrielsen@ssb.no)

Med utgangspunkt i månedlige tilsigsdata fra NVE for perioden 1980-1999 og klimavariabler fra RegClim<sup>1</sup> med samme oppløsning har vi estimert sammenhengen mellom tilsig og klimaforhold. Klimavariablene er regn, snøfall, snøsmelting, avrenning og fordampning. Dataseriene er basert på observasjoner fra 444 geografiske punkter i Norden. Observasjonene vektet (tre ulike vekter: 1, 0,5 og 0) i forhold til hvor punktet ligger i forhold til havet. Vekt 1 betyr at nedbøren faller høyt over havet og med stor sannsynlighet vil tilføres et magasin, nedbør som faller nærmere havet er tillagt vekt 0,5 og gir dermed mindre tilsig til kraftmagasinene, og vekt 0 er observasjoner som man ikke kan regne med tilflyter magasinene. Dataseriene til RegClim er hentet fra et klimascenario basert på den globale modellen ECHAM/OPYC3. Globale modeller har gjerne en grov oppløsning og forklarer regionale forskjeller i klimaet dårlig. RegClim har utviklet et regionalt klimascenario ved å bruke en modell for dynamisk nedskalering, HIRHAM (RegClim, 2003). Dette klimascenariet er basert på utslippsscenarioet IS92a, som indikerer 1 % økning i utslippene av klimagasser hvert år fra 1990 til 2050 (IPCC, 2000).

Vi antar at tilsiget av vann til magasinene påvirkes av regn, snø, avrenning og fordampning, direkte og indirekte (ved at mye av nedbøren kommer i nærområdene og først kommer til magasinene ved avrenning). Avrenning vil være avhengig av regn- og snøforhold. Snø påvirker ikke magasinutfyllingen direkte, kun gjennom smelting. Effekten av snøsmelting etableres ved en dummyvariabel for hver uke i snøsmeltingsperioden (basert på den historiske snøsmeltingsperioden). I denne perioden vil også regn ha stor effekt på snøsmeltingen og dermed tilsiget, og vi har derfor også dummyer på regn i de samme ukene. Ikke alle dummyene var signifikante med et 5 prosent signifikansnivå. Heller ikke fordampning eller selve snøfallet var signifikante. Det betyr at all effekten av snø kommer gjennom snøsmeltingsperioden. Temperatur har en indirekte effekt på tilsigene gjennom regn, snø, snøsmelting og avrenning, men inngår ikke direkte som variabel i *tilsigmodellen*. Temperatur er derimot viktig for etterspørselsiden i elektrisitetmarkedet, se nedenfor. *Tilsigmodellen* i redusert form blir nå (standardavvik i parentes under hvert ledd)

$$\begin{aligned} I_t = & 0,9R_t + 2,0R_t D_{21_t} + 1,9R_t D_{22_t} + 1,4R_t D_{23_t} \\ & (0,03) \quad (0,25) \quad (0,20) \quad (0,16) \\ & - 11,2S_t D_{17_{t-1}} - 18,6S_t D_{18_{t-1}} - 25,4S_t D_{19_{t-1}} \\ & (3,86) \quad (4,09) \quad (3,62) \\ & - 437,9S_t D_{23_{t-1}} + \varepsilon_t \\ & (79,47) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} t & = \text{Tidsperiode.} & I_t & = \text{Tilsig} \\ D_i & = \text{Dummy i uke 17-23} & R_t & = \text{Regn} & S_{t-1} & = \text{Snølager} \end{aligned}$$

Ettersom vi ikke hadde tilgjengelig informasjon om historisk tilsig på ukebasis for andre land, er modellen kun estimert for Norge. De andre nordiske landene har også mindre betydning for de totale vannlagrene ved at innslaget av vannkraft er under 50 prosent i Sverige og 15 prosent i Finland. Vi har antatt at de estimerte koeffisientene kan benyttes når regionalt tilsig i Norden simuleres. RegClim har gitt både historiske data som grunnlag for estimeringen og fremskrivninger for perioden 2030-49<sup>2</sup>. Den estimerte modellen benyttes til å simulere tilsigene til vannmagasinene med utgangspunkt i klimavariabler for perioden 2030-2049. For mellomliggende år (2000-2030) har vi forutsatt en lineær trend mellom de simulerte punktene, se nedenfor.

RegClim's datamateriale er stokastisk med til dels betydelige variasjoner fra år til år, og man må derfor se hele perioden under ett for å kunne si noe om trendene. På bakgrunn av dette har vi ved hjelp av den estimerte *tilsigmodellen* simulert gjennomsnittlig tilsig per uke for hver av periodene (1980-99 og 2030-49) og beregnet den lineære trenden mellom punktene. Vi har kun benyttet perioden 2001-2040 i analysen.

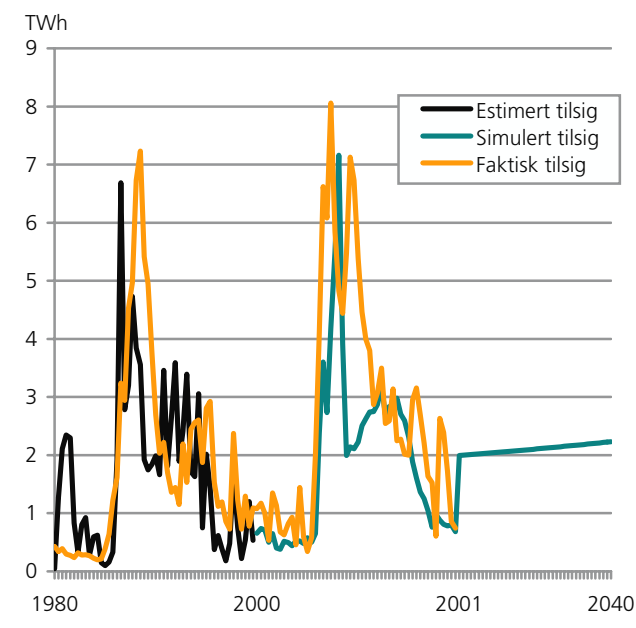
$$\text{Årlig vekstrate 1990-2040} = \left( \frac{\sum_{2030}^{2049} \text{Tilsig}_{uke} / 20\text{år}}{\sum_{1980}^{1999} \text{Tilsig}_{uke} / 20\text{år}} \right)^{1/50}$$

I følge *tilsigmodellen* kan det forventes at tilsiget til de eksisterende norske magasinene vil øke med cirka 13 prosent fra 2001 til 2040. I markedsmodellen, *Normod-T*, aggregeres tilsiget basert på når historisk tilsig har forekommet. Sesong 1 (uke 1-17) er beregnet til å få 11 prosent av tilsiget, sesong 2 (uke 18-35) får 71 prosent mens sesong 3 (uke 36-52) normalt har fått 18 prosent av det årlige tilsiget. Ved å anta at tilsiget er fordelt på denne måten over året, vil den totale effekten være mindre enn klimamodellen indikerer. Siden hovedvekten av tilsiget kommer i sommersesongen, vil relativt store tilsigsøkninger på vinteren ikke bidra så mye til den totale økningen. Den totale vektete tilsigsøkningen fra 2001-2040 er beregnet til å være nærmere 10 prosent, se tabell 1. Det antas at dette også vil gjelde alle framtidige utbygginger av vannkraftverk. Den største prosentvise økningen vil komme på høsten og vinteren i form av mer regn. Ettersom temperaturen øker i Norge, vil en del av det som tidligere kom som snø komme som regn i fremtiden. Den største prosentvise økningen i tilsig vil komme i nordlige og vestlige regioner. Figur 1 viser det faktiske (NVE) og estimerte tilsiget i 1980, det

<sup>1</sup> RegClim er et koordinert forskningsprosjekt som studerer utviklingen av klimaet i Norden og de nordiske havområdene. Inkluderer bla DNMI, Havforskningsinstituttet og Nansen-senteret.

<sup>2</sup> Data er hentet fra et prosjekt hvor klimaindikatorer i periodene 1980-99 sammenliknes med 2030-49 (Bjørge mfl., 2000)

Figur 1. Tilsigsutvikling i Norge 1980-2040. TWh



Kilde: NVE &amp; RegClim.

faktiske og simulerte tilsiget i 2000 samt den simulerte trenden fra 2001-2040.

Når vi simulerer *tilsigsmodellen* for Sverige, får vi en økning i tilsig på omtrent 12 prosent i løpet av de neste 40 årene. Vi har benyttet samme sesongvekting som for Norge, noe som resulterer i en total vektet økning på rundt 6,5 prosent. I Sverige vil den prosentvise økningen være størst på høsten. Temperaturen vil øke, noe som medfører et fuktigere klima med mer regn og reduserte snølagre. Det er den nordlige delen av Sverige som vil ha størst prosentvis økning i tilsig.

Finland vil i følge *tilsigsmodellen* få den største prosentvise økningen i tilsig i de neste 40 årene. Modellen simulerer en økning på cirka 16 prosent de neste 40 årene, noe som resulterer i en total vektet økning på nesten 14 prosent. Siden Finland har lite vannkraft fra før, utgjør dette imidlertid i underkant av 2 TWh. Finland vil også ha den mest dramatiske temperaturendringen i Norden i følge RegClim-simuleringen. Det forventes en sterk økning i regn, og da særlig på vintersiden en del snø nå kommer som regn. Tabell 1 viser effekten på tilbudssiden i hvert land.

Økningen i vindhastigheten vil i følge RegClim være størst i Norge. Det er hovedsakelig nordlige og vestlige regioner som får mer vind. I Sverige vil vindhastigheten øke mest i nord. Både Finland og Danmark har en økning på under 1 prosent. Vindkraftutbyggingen står per i dag sterkest i Danmark, med ca. 20 prosent av elektrisitetsproduksjonen (Pedersen mfl., 2003). Utviklingen i vindhastighet vil dermed være relativt

Tabell 1. Prosentvise endringer på tilbudssiden i elektrisitetmarkedet som følge av klimaendringene. Prosent

Gjennomsnittlig endring (%) fra 2001-2040	Norge	Sverige	Finland	Danmark
Tilsigsendring fra tilsigsmodellen	9,7	6,5	13,7	-
Vind hastighet fra RegClim	1,2	1,0	0,5	0,8

Kilde: Gabrielsen (2005).

sett viktigst for Danmarks energibalanse. Danmark har i utgangspunktet sterkest vind i Norden, men arealene er mye større i de andre nordiske landene. Totalt sett har Norge det største teoretiske vindkraftpotensialet (NVE, 2004), men kun mindre deler av dette er økonomisk realiserbart siden potensialet ligger i Nord-Norge med relativt begrenset nettkapasitet (Aune mfl., 2005).

### Klimaendringer og etterspørselen etter elektrisitet

Etterspørselen etter elektrisitet er generelt høy i Norden på grunn av det kalde klimaet. Norge har høyest etterspørsel blant annet fordi det er mye kraftkrevende industri med billig energi, og det meste av oppvarmingen er basert på elektrisitet. I våre naboland brukes det mer fjernvarme og olje i oppvarmingen, noe som gjenspeiles i den lavere elektrisitetsetterspørselen i husholdningssektoren (EBL, 2003).

Siden mye av etterspørselen er temperaturavhengig, har vi benyttet en *temperaturmodell* (Johnsen mfl., 2005) for å korrigere etterspørsel etter elektrisitet etter hvert som klimaet endrer seg. Temperaturdata framover er fra RegClim. Den estimerte *temperaturmodellen*, Johnsen op cit, vurderer blant annet effektene av endrede priser, vindhastighet, lengde på dagen og temperatur på etterspørselen etter elektrisitet. Modellformuleringen er som følger (standardavvik i parantes):

$$E = f(P_E, P_F, Y, W, D, H)$$

$E$  = elektrisitetsetterspørsel

$Y$  = aktivitetsnivå

$T$  = temperatur

$P_F$  = pris på alternativ brensel

$W$  = vindhastighet

$P_E$  = el-pris

$HDD$  = heating degree days<sup>3</sup>

$H$  = «feriedummier<sup>4</sup>»

$D$  = daglengde

Den estimerte modellens temperaturegenskaper blir nå:

$$\begin{aligned} \Delta \ln(E_t) = & \alpha_0 + \alpha_1 \Delta \ln(p_t^E) + \alpha_2 \Delta \ln(p_t^F) + \alpha_3 \Delta \ln(Y_t) \\ & + \alpha_4 \Delta \ln(W_t) + \alpha_5 \Delta \ln(D_t) + \alpha_7 \Delta \ln(p_t^E) + \alpha_8 \Delta \ln(p_{t-1}^F) \\ & + \alpha_9 \Delta \ln(Y_{t-1}) + \alpha_{10} \Delta \ln(D_{t-1}) + \alpha_{13} \Delta \ln(E_{t-1}) + H \\ & + 0,03 \Delta(HDD_t) + 0,02 \Delta(HDD_{t-1}) + \varepsilon \\ & (0,002) \quad (0,002) \end{aligned}$$

<sup>3</sup> HDD er summen av differansen mellom 17 C° og gjennomsnittlig døgnstemperatur for alle dager kaldere enn 17 C°.

<sup>4</sup> Feriedummyene er inkludert som 19 individuelle dummy variabler.

**Tabell 2. Temperaturendring og temperatureffekt på etterspørselen etter elektrisitet. Prosent og C°**

Gjennomsnittlig endring fra 2001-2040	Norge	Sverige	Finland	Danmark
Temperatur (C°)	0,9	0,9	1,3	0,75
Etterspørsel (%)	3.0	3.0	4.0	2.0

Kilde: Gabrielsen (2005).

Ved å holde alle variabler konstante og kun endre temperaturleddet (HDD), kan vi anslå den isolerte effekten av temperatur på etterspørselen. Modellen er estimert for et område tilsvarende Østlandet i Norge. Vi forutsetter forenklet at den samme modellen kan benyttes når vi beregner den temperaturkorrigerede etterspørselen i det regionale Norden.

Simuleringene i den partielle *temperaturmodellen* viser at etter hvert som temperaturen fra RegClim's dataserie øker i fremtiden, vil etterspørselen etter elektrisitet avta. I Norge og Sverige vil den isolerte temperatureffekten på etterspørselen være ca. 3 prosent 2040. Temperaturen i Norge og Sverige er forventet å være 0,9 C° høyere i 2040 enn i 2001, se tabell 2. Ettersom temperaturen forventes å øke mest i nordlige regioner, vil etterspørselen falle mest her. I Finland øker temperaturen relativt mer enn i de andre nordiske landene, og her vil temperatureffekten være ca. 4 prosent i 2040. I Danmark vil temperaturen, og dermed også etterspørselen, falle mindre. I 2040 vil temperatureffekten på etterspørselen etter elektrisitet være ca. 2 prosent. Prisendringer i markedet vil imidlertid også påvirke etterspørselen etter elektrisitet. For å fange opp totaleffekten av pris og temperaturpåvirkning, er det nødvendig å benytte en markedsmodell, se neste avsnitt.

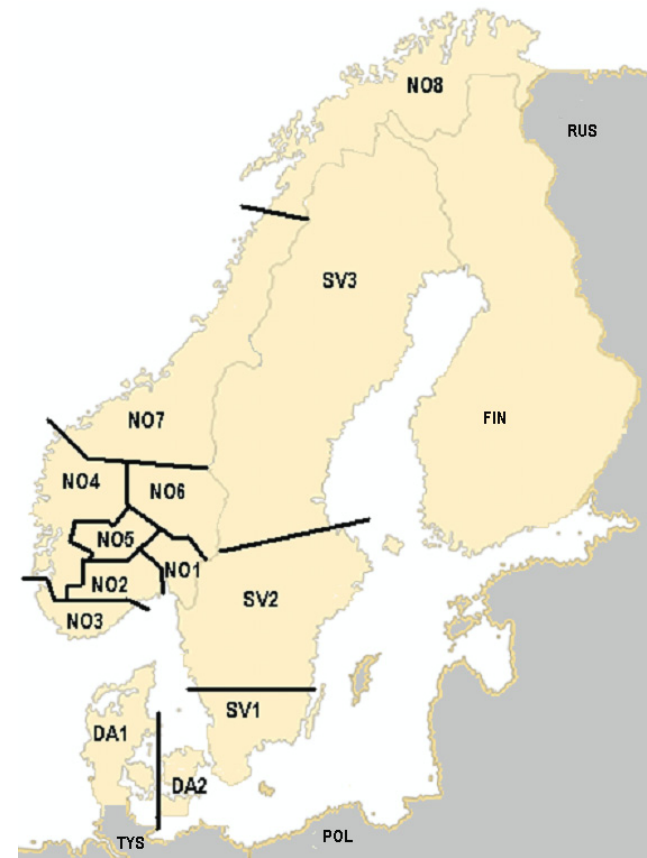
**Et simultant marked**

For å kunne se de integrerte effektene av klimaendringer i Norge, Sverige, Danmark og Finland har vi benyttet markedsmodellen *Normod-T* (Johnsen, 1998).

Norden er i modellen delt inn i 14 regioner (se figur 2) og 5 sektorer (metall, treforedling, annen produksjon, service og husholdninger). Norden er knyttet til Europa via det eksisterende transmisjonsnettet. *Normod-T* spesifiserer kostnader ved nye og gamle produksjonsteknologier med endogen utbygging. Eksisterende og planlagt utbygd nett er også spesifisert ved kapasiteter, som holdes fast i begge scenarier. Kraftprodusentene er gruppert med hensyn på teknologi, og hver teknologi er beskrevet i forhold til kostnad og skranker – fysiske og tekniske, se Johnsen (1998) for detaljer. Etterspørselen etter elektrisitet avhenger av pris, aktivitetsnivå og temperatur, og er spesifisert på tre sesonger og fire lastperioder. Figur 3 viser de viktigste sammenhengene i *Normod-T*.

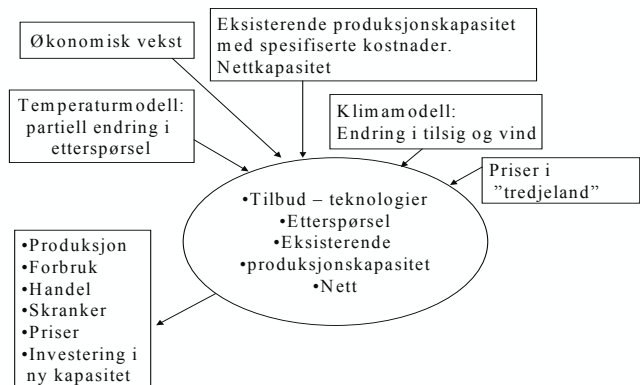
Ved hjelp av modellen simuleres to scenarier, ett hvor man forutsetter at det ikke skjer klimaendringer som har effekt i energimarkedene, og ett hvor vi inkluderer de simulerte klimaeffektene både på tilbuds- og

**Figur 2.. Regioninndeling i Normod-T**



Kilde: Johnsen mfl. (2004).

**Figur 3. De viktigste sammenhengene i Normod-T**



Kilde: Johnsen (1998).

etterspørselssiden. Ved å sammenlikne disse scenariene kan vi se totaleffekten av klimaendringene.

I basisscenariet forutsettes en økonomisk vekst på 1,8 prosent per år. Det antas at kraftintensiv industri vil redusere sin etterspørsel siden de vil stå overfor en god del høyere kraftpriser enn det som gjelder i de langsiktige kontraktene i dag. For kraftkrevende industri er det lagt inn en reduksjon i aktivitetsnivå på 0,5 prosent per år, mens annen industri er forventet å øke med 1 prosent årlig.



**Tabell 3. Klimaendringenes effekt på markedet i 2040**

	Tilbud		Etterspørsel		Netto handel		Pris (Øre/kWh)
	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	
Norge	+ 7,3	+ 10,9	+ 2,6	+ 3,7	+ 124	+ 7,2	- 4,5
Sverige	+ 0,5	+ 0,8	+ 0,6	+ 1,1	- 5,0	- 0,2	- 1,5
Finland	- 5,0	- 4,1	+ 0,9	+ 0,8	- 130	- 4,9	- 1,5
Danmark	+ 0,2	+ 0,1	+ 0,5	+ 0,2	- 15	- 0,1	- 1,0
Norden	+ 1,7	+ 7,7	+ 1,3	+ 5,8	+ 23,8	+ 1,9	- 2,3

Kilde: Gabrielsen (2005).

Prisen på elektrisitet utenfor Norden holdes fast mellom scenariene. Prisbanen i basisåret er basert på priser observert i Tyskland/ Nederland 2001/2002. Fram mot 2010 økes *Normod-Ts* Tysklands/Nederland-priser gradvis slik at årsgjennomsnittet av kraftprisen i disse landene i 2010 og framover er på nivå med totalkostnaden av ny gasskraft i Tyskland/Nederland. Spredningen over sesong/lastperiode i Tyskland/Nederland fra og med 2010 tilsvarende om lag spredningen i observerte kraftpriser i 2001/2002. Prisen i Norden bestemmes av tilbud (produksjonskostnader), etterspørsel (betalingsvilje) og eventuelle skranker på produksjon og eller transmisjon. En del av teknologiene medfører utslipp av klimagasser (kullkraftverk, oljefyrt kraftverk, gasskraft). Alle disse teknologiene blir stilt overfor en kvotepris på utslippene. Vi antar at eventuelle endringer i tilbudsforhold mellom scenariene, i tillegg til at nordiske utslipp er beskjedne i global sammenheng neppe vil påvirke den internasjonale kvoteprisen. Kvoteprisen er derfor satt til 125 kr per tonn i begge scenarier,

Totalt sett vil klimaendringene bidra til at tilbudet av elektrisitet i Norden i 2040 øker med 1,7 prosent, se tabell 3. Økningen skyldes at det blir mer tilsig og vind, og at man dermed får mer ut av de primære ressursene til en lavere enhetskostnad. Ved første øyekast ser dette ut som en beskjeden økning sett i lys av tilsigsøkningen i de nordiske landene (se tabell 1). Forklaringen er tredelt. For det første utgjør vannkraft bare rundt 50 prosent av elektrisitetsproduksjonen i Norden. For det andre vil økt vannkraft, produksjon eller import, erstatte marginal produksjon i Finland, Sverige og Danmark. I tillegg vil økt tilbud, hovedsakelig fra Norge, føre til lavere elektrisitetspriser og dermed reduserte investeringer i ny kapasitet.

Vi ser også at selv om temperaturøkning fremover isolert sett vil gi et fall i etterspørselen, så vil det økte tilbudet til lavere enhetskostnader gi lavere priser og dermed bidra til økt etterspørsel. I følge temperaturmodellen skulle etterspørselen etter elektrisitet falle med 2-4 prosent på grunn av økte temperaturer. Resultatene fra markedsmodellen viser at etterspørselen vil øke både i Norden samlet, og i hvert enkelt land. Priseffekten er altså sterkere enn temperatureffekten i 2040.

I analysen har vi antatt at prisen i resten av Europa ikke endres som følge av klimascenariet. Lavere priser

stimulerer til mer eksport ut av Norden. Tabell 3 viser en økning i denne eksporten på 1,9 prosent fra Norden samlet. Dette forklares hovedsakelig av økt norsk eksport. Årsaken til at det ikke eksporteres mer ut av landet og at prisene jevnes ut, er skranker på overføringsnettene. Det er ikke kapasitet til å overføre mer ut av Norden. Sverige, Finland og Danmark vil importere mer fra Norge, men både Sverige og Danmark øker samtidig eksporten til resten av Europa. I 2040 vil Norge ha en positiv kraftbalanse, mens Sverige går omtrent i null. Danmark og Finland importerer mer enn de eksporterer, og har negativ kraftbalanse.

I modellen har vi forutsatt gitte overføringskapasiteter. På grunn av liten overføringskapasitet mellom regioner, innad i hvert land og mellom land, vil det være mange prisområder. Tabell 3 viser at prisen går mest ned i Norge. I Norge vil mye av tilsigsøkningen komme på vest- og nordvestlandet. Her er det i utgangspunktet liten overføringskapasitet til omkringliggende regioner. I følge beregningene vil dette området være avgrenset fra å overføre nok elektrisitet ut av regionen etter 2010. Dette gjelder hele året, men ettersom presset på skranken er høyest i vintersesongene vil skyggeprisen på overføring da være spesielt høy. Denne delen av Norge blir dermed et regionalt prisområde med betraktelig lavere elektrisitetspris enn resten av landet og Norden. Den samme utviklingen gjelder for Nord-Norge, men i noe mindre grad.

I Sverige har de nordlige regionene mest vannkraftproduksjon, og det vil derfor bli et økende press på overføringen sørover når tilsiget øker. Det vil hovedsakelig være kabelen mellom Midt- og Sør-Sverige som har begrenset kapasitet. Her er kapasiteten begrenset uavhengig av klimaendringer, men når presset på kabelen øker ytterligere på grunn av mer tilsig, vil skyggeprisen på overføring være høyere i klimascenariet. Sverige vil øke produksjonen av vannkraft og ettersom de utsetter nye investeringer i gasskraftverk på grunn av klimaendringene, vil importen fra Norge øke.

I modellen er ikke Finland og Danmark inndelt i interne prisområder. Mellom Norge (Midt- og Nord-Norge) og Sverige er det effektive skranker i hele perioden. Fra Sør-Norge til Danmark og fra Sverige til Danmark vil det være en effektiv skranke i høylastperioder, altså når etterspørselen er på det høyeste. Mellom Finland og Sverige er det en effektiv skranke på vinteren uavhengig av klimaendringene, men skyggeprisen er høyere i klimascenariet. I tillegg er det effektive skranker mellom de nordiske landene og resten av Europa i store deler av perioden.

Når skrankene i overføringsnettene øker i omfang som følge av klimaendringer vil lønnsomheten ved nyinvesteringer i nettet øke. Modellsimuleringene viser at dette gjelder spesielle områder. Eksplicit lønnsomhetsberegning av investeringer i transmisjonsnettene er

imidlertid ikke innenfor rammene av denne artikkelen.

### Oppsummering

Økt tilsig, mer vind og et varmere klima vil påvirke det nordiske elektrisitetsmarkedet de neste 40 årene. Det ser ut som Norge vil tjene mest på klimaendringene, ettersom produksjonen er nesten 100 prosent vannkraftbasert. Økt vannkraft vil erstatte marginal fossilbasert produksjon i Sverige og Finland, og resultere i mer import fra Norge. Også Danmark vil redusere kullkraftproduksjonen for å importere billig fra Norge.

Klimaendringer gir varmere vær og isolert sett en lavere etterspørsel etter elektrisitet, men siden klima-effektene også gir mer tilbud til lavere kostnad vil prisen falle og etterspørselen øke. Priseffekten er i analysen sterkst og den totale etterspørselen etter elektrisitet vil øke.

Klimaendringene gir størst utslag i de regioner som har stort innslag av vannkraft. Dette medfører mer overføring av elektrisitet innad i hvert land og økt handel mellom landene. Konsekvensen vil være mer press på transmisjonssystemet, og handelen begrenses av effektive skranker og økende priser på disse. Lønnsomheten av investering i mer kapasitet på overføringsnett vil dermed kunne øke i fremtiden. Det faller imidlertid utenfor artikkelens rammer å beregne den absolutte lønnsomheten for utviklingen av transmisjonskapasiteten.

### Referanser

Aune, F. R., T. Bye og P. V. Hansen. (2005): *Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked*, kommende rapport, Statistics Norway. Tilgjengelig fra [http://odin.dep.no/filarkiv/246613/SSB\\_rapp\\_svensk\\_Norsk\\_el\\_mai\\_05.pdf](http://odin.dep.no/filarkiv/246613/SSB_rapp_svensk_Norsk_el_mai_05.pdf) [13.06.2005]

Aune, F.R., T.Bye og T.A. Johnsen (2000): *Gas power generation in Norway: Good or bad for the climate?* Revised version, Discussion Paper 286, Statistics Norway

Beldring, S., L.A. Roald, T. Engen-Skaugen, E.J. Førland, O.E. Tveito., K. Engeland og R. Benestad. (2005): *Climate change impact on water balance in Norway*, DNMI Rapport 1/2005. Tilgjengelig fra [http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=2930](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=2930) [19.03.2005].

Bergstrøm, S., J. Andrèasson, S. Beldring, B. Carlsson, L.P. Graham, J.F. Jönsdottir, K. Engeland, M.A. Turunen, B. Velhilaäinen og E.J. Førland (2003): *Climate Change Impacts on the Hydropower in the Nordic countries. State of the art and discussion of principles*. CWE

Rapport 1/2003. Tilgjengelig fra <http://regclim.met.no/> [17.01.2005].

Bjørge, D., J.E. Haugen og T.E. Nordeng (2000): «*Dynamical downscaling experiments within the RegClim project*». The Norwegian Meteorological Institute (DNMI). Research report no.103. Oslo.

EBL (2003): *Kraftbalansen*. Tilgjengelig fra <http://www.ebl.no/Kraftbalansen/category.php?categoryID=156&CorepublishSession=46726e00196ca857a430464a4e64d813> [20.05.2005].

Gabrielsen, K (2005). *Climate change and the future Nordic electricity market - supply, demand, trade and transmission*. Master thesis 2005. The Norwegian University of Life Sciences.

IPCC (2000): *Summary report on emission scenarios. A special report of working group III of the IPCC*, [Online], Tilgjengelig fra [http://www.ipcc.ch/pub/spm\\_sres.pdf](http://www.ipcc.ch/pub/spm_sres.pdf) [06.01.2005].

Johnsen, T.A. (1998). *Modelling the Norwegian and Nordic electricity markets*. PhD 1998, University of Oslo

Johnsen, T.A. og T.E. Haug (2004): *Datagrunnlag for en regional nordisk kraftmarkedmodell. Produksjonsanlegg, overføringsnett, kraftetterspørsel og -priser*. Notater 2004/37, Statistisk sentralbyrå.

Johnsen, T.A & Spjeldnæs, N (2005) *Electricity demand and temperature – an empirical methodology for temperature adjustment in Norway*, NVE (Draft).

Kuusisto, E. (2004): *Climate, water and energy. A summary of a joint Nordic project 2002-2003*. Finnish Environmental Institute. Rapport 4/2004, Tilgjengelig fra [http://www.os.is/cwefiles/downloads/pm/CWE-Esko\\_low.pdf](http://www.os.is/cwefiles/downloads/pm/CWE-Esko_low.pdf) [06.01.2005].

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

Pedersen, T.M., P. Hoffmann og L., Petersson (2004): *Danish electricity supply statistical survey 2003*, Dansk Energi. Tilgjengelig fra <http://www.danskeenergi.dk/webtech/statistik.nsf/fWEB?ReadForm&Load=KJEN-5B8F7R> [07.01.2004].

RegClim (2003): *Regional Climate Development under Global Warming*, Final Report, Phase I, II, and 2002, 1997-2002. Tilgjengelig fra <http://www.regclim.met.no> [17.12.2004].