

Kraftteterspørselens kortsiktige prisrespons vinteren 2009/2010

Tyra Ekhaugen, Steinar Strøm, Karin Ibenholt

Vista Analyse 14. mars 2011

Dokumentdetaljer

Vista Analyse AS	Rapport nummer 2011/07
Rapporttittel	Krafttetterspørselens kortsiktige prisrespons vinteren 2009/2010
ISBN	978-82-8126-020-7
Forfatter	Tyra Ekhaugen, Steinar Strøm, Karin Ibenholt
Dato for ferdigstilling	14. mars 2011
Prosjektleder	Karin Ibenholt
Kvalitetssikrer	Ingeborg Rasmussen
Oppdragsgiver	NVE
Tilgjengelighet	Offentlig
Publisert	Pdf
Nøkkelord	Krafttetterspørsel, priselastisiteter, kraftkrevende industri

Forord

På oppdrag av NVE har Vista Analyse gjennomført en analyse av hvordan kraftforbruket reagerte på pristopper i løpet av vinteren 2009/2010. Analysen bygger på en økonometrisk modell over pris og forbruk i hele det nordiske kraftmarkedet, en gjennomgang av bruken av alternative energikilder i Norge og en spørreundersøkelse blant kraftkrevende industri i Norge. NVE har bistått med en del datagrunnlag og med innspill på utforming av den økonometriske modellen og tolkingen av resultatene fra denne. Norsk Industri har bidratt med kontaktdata til kraftkrevende industri. Spørreundersøkelsen er gjennomført med assistanse fra Ideas2evidence v/Ingrid Cecilia Holthe. I tillegg har Simen Sletsjøe bistått med kompletterende informasjonsinnhenting fra kraftkrevende industri.

Oppdragsgivers kontaktperson har vært Mats Øivind Willumsen.

Vi takker alle som har stilt tid til disposisjon og som har gitt innspill til analysen.

Analysen er gjennomført uten bindinger fra oppdragsgiver. Eventuelle feil og mangler er Vista Analyses ansvar.

14 mars 2011

Karin Ibenholt

Prosjektleder

Vista Analyse AS

Innhold

Forord	2
Sammendrag	5
1 Innledning.....	8
1.1 Bakgrunn og problemstillinger	8
1.2 Det nordiske kraftmarkedet.....	8
1.3 Metode og datagrunnlag	9
2 Kraftforbruket gjennom vinteren 2009/2010	10
2.1 Kraftsituasjonen ved inngangen til og gjennom vinteren.....	10
2.2 Kraftforbruket gjennom kuldeperiodene	11
2.3 Den observerte sammenhengen mellom pris og forbruk.....	14
3 Prisresponsen.....	17
3.1 Modellen.....	17
3.2 Estimer.....	20
4 Alternative energikilder og kontraktstyper	30
4.1 Bruk av andre energikilder og -teknologier	30
4.2 Kontraktstyper	32
4.3 Vurdering.....	36
5 Forbruk i kraftkrevende industri.....	37
5.1 Generelt om forbruk og fleksibilitet I kraftkrevende industri	37
5.2 Industriens reaksjoner på pristoppene	38
5.3 Strategier for å sikre seg mot høye kraftpriser	40
6 Konklusjoner.....	42
Referanser	45
Vedlegg 1 Data	46
Vedlegg 2 Kraftforbruk, temperaturer og priser.....	48
Vedlegg 3 Modell og identifikasjon.....	68

Vedlegg 4 Spørreskjema	71
------------------------------	----

Figurer:

Figur 2.1 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge vinteren 2009/2010	12
Figur 2.2 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge 17. desember	13
Figur 2.3 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge 8. januar	13
Figur 2.4 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge 22. februar	14
Figur 2.5 Pris og forbruk i Midt-Norge vinteren 2009/10	15
Figur 2.6 Pris og forbruk i Midt-Norge 17. desember	15
Figur 2.7 Pris og forbruk i Midt-Norge 8. januar	16
Figur 2.8 Pris og forbruk i Midt-Norge 22. februar	16
Figur 3.1 Tillegget til priselastisitetene under pristoppene (absoluttverdier)	25
Figur 3.2 Priselastisiteten og prisutviklingen i Midt-Norge 22. februar	26
Figur 3.3 Restleddene – utviklingen over estimeringsperioden for Midt-Norge.....	29
Figur 4.1 Salg av lett fyringsolje, 2000-2010, mill. liter.....	31
Figur 4.2 Salg av pellets og briketter til norske kunder, 2003-2009. Tonn	31
Figur 4.3 Fordeling av kontraktstyper. 1. kvartal 2010, prosent.....	33
Figur 4.4 Kontraktstyper i husholdninger, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter	34
Figur 4.5 Kontraktstyper i tjenesteytende næringer, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter	34
Figur 4.6 Kontraktstyper i industri unntatt kraftkrevende industri, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter	35
Figur 4.7 Kontraktstyper i kraftkrevende industri, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter	35

Sammendrag

Vinteren 2009/2010 var preget av kaldt vær og lite nedbør. Dette ga seg utslag i tidvis ekstremt høye kraftpriser i store deler av det nordiske kraftmarkedet, med de høyeste toppene 17. desember, 8. januar og 22. februar i prisområdene Midt-Norge, Nord-Norge, Sjælland, Finland og Sverige. Sør-Norge og det vestlige Danmark hadde ikke slike pristopper.

Rapporten analyserer hvordan kraftforbruket endret seg gjennom kuldeperiodene denne vinteren, og hvordan det reagerte på de svært høye prisene. Følgende problemstillinger adresseres særlig:

1. Var forbrukerne godt forberedt på å takle ekstreme pristopper i forkant av vinteren 2009/2010?
2. Hvordan ble de påvirket av pristoppene?
3. Var reaksjonene på de høye prisene sterkere ved de to siste anledningene enn ved den første?
4. Er strategiene for kjøp og hedging av kraft endret etter denne vinteren?

Rapporten er i stor grad basert på en analyse av aggregerte forbruks- og prisdata på timesnivå fra NordPool Spot, gjennom perioden 1. desember - 31. mars. Det at de forbruksdata vi har hatt tilgang til er aggregert både over kontraktstyper og forbrukergrupper, betyr at den effekten vi finner er en gjennomsnittseffekt for hvert prisområde.

Utviklingen i kraftforbruket gjennom kuldeperiodene er i stor grad som ventet, ved at lave temperaturer klart går sammen med høyt forbruk. Dette framgår klart av figurer som viser den faktiske utviklingen i kraftforbruk og temperaturer gjennom vinteren, men også av den økonometriske undersøkelsen som gir effekten av temperaturendringer på forbruket "alt annet likt". For å ta Midt-Norge som et eksempel, finner vi at en reduksjon i temperaturene med 10 grader gir økt forbruk med 0,9 GWh.

Forbruket varierer også betydelig med pris. Den observerte samvariasjonen er riktignok positiv, i den forstand at svært høye priser går sammen med svært høyt forbruk. Dette skyldes at økt kraftteterspørsel krever økte priser for at markedet skal gå i balanse. For å finne den kausale effekten av pris på forbruket, dvs. *prisfølsomheten* i kraftforbruket, spesifiserer vi en modell som tar hensyn til nettopp dette, dvs. at prisen ikke settes uavhengig av forbruket. Mer presist spesifiserer vi en simultan modell for hvert prisområde hvor én relasjon dekker forbrukernes atferd og én dekker hvordan prisene bestemmes i spotmarkedet. Prisen tillates å påvirke forbruket fleksibelt, både gjennom at det åpnes for en ikke-lineær sammenheng mellom pris og forbruk, gjennom egne variabler for de ulike pristoppene som lar disse mest ekstreme prisene slå ut i forbruket annerledes enn mer normale priser, og gjennom en variabel som lar effekten av prisen på forbruket variere med temperaturene.

Pris har gjennomgående en dempende virkning på forbruket. Prisfølsomheten tallfestes ved elasticiteten av forbruket med hensyn på pris, med tolkning "prosentvis endring i forbruket som følger av én prosent økning i prisen". Endringen skjer i løpet av én time, slik at det er snakk om en svært kortsiktig prisfølsomhet. Den estimerte prisfølsomheten varierer fra time til time gjennom vinteren, med pris og temperatur. I gjennomsnitt over

vinteren finner vi at prisfølsomheten er negativ for Midt-Norge, Sør-Norge i to av tre perioder, de to danske områdene og Finland. For Midt-Norge finner vi for eksempel en prisfølsomhet på 0,02, noe som betyr at en økning i prisen med 10 prosent gjør at forbruket reduseres med 0,2 prosent i løpet av én time. For Nord-Norge, Sør-Norge i perioden 1.12.-10.01. og Sverige finner vi ingen slik negativ effekt av pris på forbruk, vel å merke i gjennomsnitt over hele vinteren.

Det er grunn til å tro at forbrukernes atferd ved ekstreme priser avviker fra atferden i mer normale perioder. Resultatene bekrefter i stor grad dette:

- Økt pris gir en sterkere reduksjon i forbruket ved ekstreme priser enn når prisene er mer normale. Dette er tilfelle for alle prisområdene, men ikke nødvendigvis for alle de tre pristoppene – for noen er forskjellen i reaksjonene ikke signifikant forskjellig fra null.
- Prisfølsomheten samvarierer klart med prisen, og er størst ved svært høye priser. Det å tallfeste prisfølsomheten ved ekstreme priser er imidlertid ikke helt uproblematisk, siden modellen nok fungerer mindre bra under slike betingelser enn i mer normale perioder. Dette må ses i sammenheng med at de tre pristoppene utgjør et begrenset grunnlag for å si noe generelt om prisfølsomheten ved ekstreme priser. Dersom vi tar Midt-Norge den 22. februar som eksempel, ser vi at prisfølsomheten var rundt 0,5 på sitt høyeste. Denne dagen var den sterkeste prisøkningen på én time på om lag 240 prosent, fra 3 367 kr/MWh til 8 001 kr/MWh. Med den prisfølsomheten modellen faktisk estimerer i denne timen, og som er lik 0,29, skulle reduksjonen i forbruket vært hele 70 prosent – i løpet av én time. Sett at prisfølsomheten da var 0,5, dvs. på sitt maksimale denne dagen, ville dette gitt en reduksjon i forbruket med 120 prosent.
- De ekstreme prisene sammenfalt med svært lave temperaturer, og dette kan ha påvirket prisfølsomheten. I Midt-Norge 22. februar var gjennomsnittstemperaturen minus 16 grader. Dersom prisfølsomheten regnes ut for en temperatur på minus 5 grader i stedet for 16, reduseres den maksimale prisfølsomheten denne dagen fra 0,5 til 0,4. Det at prisfølsomheten er større ved ekstremt lave temperaturer, kan antakelig forklares ved at en del av den substitusjonen som skjer fra strøm over til andre energikilder, først blir iverksatt ved svært lave temperaturer.
- Forbruket reagerte signifikant mer negativt på den siste pristoppen, dvs. 22.2, enn på de to første, dvs. 17.12. og 8.1. Dette gjelder alle prisområdene unntatt Nord-Norge. Det er altså tegn til en læringseffekt, i den forstand at forbrukerne etter de to første periodene med ekstrempriser reagerer sterkere når det samme skjer på nytt. I Finland var reaksjonene sterkere ved begge de to siste pristoppene enn ved den første.

Resultatene over gjelder som nevnt aggregert kraftforbruk i hvert av prisområdene. Vi har også sett ser nærmere på forbruket i kraftkrevende industri, spesifikt industriens reaksjoner på pristoppene og strategier for å sikre seg mot høye kraftpriser. Denne analysen er basert på en spørreundersøkelse blant et utvalg bedrifter i kraftkrevende industri.

Kraftkrevende industri (og andre store kraftforbrukere) har to muligheter for å sikre kraftprisen, dels gjennom fysiske fastpriskontrakter og dels gjennom finansielle kraftkontrakter. Fysiske fastpriskontrakter er fortsatt den dominerende kontraktstypen i industrien. Det er imidlertid flere bedrifter som bruker en blanding av fastpriskontrakt og spotpriskontrakt. Vår spørreundersøkelse blant kraftkrevende industri viser at for den delen av kraftforbruket som dekkes av spotpriskontrakt er det mange bedrifter som benytter seg av sikring i det finansielle markedet. Vi kan imidlertid ikke si om andelen som bruker dette har økt de siste årene. En høy andel fastpriskontrakter og sikring av spotpriskontrakter gjennom det finansielle markedet betyr at industribedriftene er godt forberedt for å kunne takle ekstreme pristopper, men på den andre siden gjør dette at de har få insentiver til å redusere kraftforbruket i slike situasjoner.

Kun $\frac{1}{4}$ av de som har besvart spørreundersøkelsen oppgir at de har endret strategi for kjøp og sikring av kraft det siste året. De som oppgir at de har eller vil endre strategien sier samtidig at grunnen til dette er at man ønsker å få en større andel av forbruket dekket av langsiktige fastpriskontrakter, for på den måten å unngå den store volatiliteten i kraftmarkedet. Høye kraftpriser er selvsagt et problem for mange bedrifter, men for mange er det viktigere med stabile priser enn at de nødvendigvis er veldig lave.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstillinger

Vinteren 2009/2010 var i perioder svært kald i Norge og Norden for øvrig. Dette ga økt etterspørsel etter strøm. Kombinert med lav produksjonskapasitet på grunn av ekstremt lite nedbør og dermed lite vann i magasinene, samt lavere svensk kjernekraftproduksjon, ga dette seg utslag i tidvis ekstremt høye kraftpriser i store deler av det nordiske kraftmarkedet. I enkelte timer kom spotprisen i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland opp mot 12 kr/kWh, dvs. mer enn 20 ganger høyere enn gjennomsnittet for 1. kvartal 2010. Denne vinteren var det slike pristopper i disse områdene ved tre anledninger: 17. desember, 8. januar og 22. februar.

For å øke kunnskapen om sammenhengen mellom temperatur, kraftforbruk og priser har NVE bedt om en analyse av hvordan kraftforbruket endret seg gjennom kuldeperiodene vinteren 2009/2010, og hvordan det reagerte på de svært høye prisene. I denne analysen har vi sett på følgende problemstillinger:

1. Var forbrukerne godt forberedt på å takle ekstreme pristopper i forkant av vinteren 2009/2010?
2. Hvordan ble de påvirket av pristoppene?
3. Var reaksjonene på de høye prisene sterkere ved de to siste anledningene enn ved den første?
4. Er strategiene for kjøp og hedging av kraft endret etter denne vinteren?

1.2 Det nordiske kraftmarkedet

Det nordiske kraftmarkedet omfatter Norge, Sverige, Danmark og Finland. Handelen i dette markedet, både den fysiske og den finansielle, skjer gjennom Nord Pool Spot. I prinsippet dannes det et felles systempris for kraft i dette markedet, men grunnet flaskehalser (dvs. begrenset overføringskapasitet) mellom ulike områder vil sluttbrukerprisen variere mellom disse områdene, også kalt prisområder.

Inndelingen av prisområder var i den perioden vi ser på, dvs. 1. desember 2009 – 31. mars 2010, som følger¹: I Norge var Midt-Norge og Nord-Norge egne, uendrede prisområder gjennom hele perioden, hhv. NO3 og NO4. Fra 1. desember til og med 10. januar var Sør-Norge ett prisområde, NO1. 11. januar ble dette delt i to, i Sørøst- og Sørvest-Norge, hhv. NO1 og NO2. 15. mars ble deler av hvert av disse områdene tatt ut for til sammen å utgjøre et nytt prisområde på Vestlandet, NO5. For øvrig var inndelingen i prisområder konstant i det nordiske kraftmarkedet: Sverige og Finland utgjorde hele tiden hvert sitt prisområde, mens Danmark var delt i to, Sjælland og Danmark for øvrig.

¹ For kart og en nærmere beskrivelse av inndelingen, se NVEs eller Statnetts hjemmesider, for eksempel <http://www.nve.no/magasinfylling>, <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/Fire-markedsomrader-for-strom-fra-11-januar/> og <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/Fem-markedsomrader-fra-i-dag/>. For en mer generell omtale av markedsområdene, se <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Markedsomrader-for-strom/>.

1.3 Metode og datagrunnlag

En viktig del av prosjektet er en økonometrisk analyse av aggregerte forbruks- og prisdata på timenivå, for å finne ut hvordan kraftforbruket i de ulike prisområdene responderte på prisendringer på kort sikt, dvs. time for time. Tilgangen på data har imidlertid lagt begrensninger for hva som kan komme ut av analysen. De forbruksdata vi har hatt tilgang til er aggregert både over kontraktstyper og forbrukergrupper (alt fra husholdninger til kraftkrevende industri), hvilket betyr at den effekten vi finner er en gjennomsnittseffekt over alle kontrakter og alle kraftbrukere i hvert prisområde. Dette gjennomsnittet skjuler etter alt å dømme mye interessant informasjon, men vil likevel kunne si noe interessant om hvordan kraftmarkedet i Norden reagerer på kalde perioder.

Hvilken kontrakt sluttbrukerne har med kraftleverandøren er avgjørende for hvilke muligheter de har til å påvirke fakturert beløp ved å endre kraftforbruket ved kortsiktige endringer i prisen – og dermed også for insentivene deres til å foreta slike endringer. Fastpriskontrakt og kontrakt basert på spotpris med timemåling er ytterpunkter i denne sammenhengen. Den kortsiktige prisresponsen vil dessuten antakelig variere mellom ulike forbrukergrupper, selv for en gitt kontraktstype, alt etter hvilken mulighet de har til raskt å gå over til andre energikilder.

For å få en oppfatning av bruken av andre energikilder, og dermed mulighetene for å endre kraftforbruket, har vi i tillegg til den økonometriske analysen av kraftdata sett på statistikk for utviklingen i bruk eller kjøp av alternative energikilder (olje og bioenergi) og alternative energiteknologier (varmepumper og fjernvarme). Vi har også gjennomført en spørreundersøkelse i kraftkrevende industri, dels for å avdekke hvordan de reagerte på de tre pristoppene, og dels for å besvare spørsmålet om strategier for kjøp og hedging av kraft er blitt endret som følge av prisutviklingen vinteren 2009/2010.

Analysene av kraftforbruket gjennom kuldeperiodene og sammenhengen mellom forbruk og priser er basert på data fra NordPool Spot samt fra Meteorologisk Institutt og tilsvarende enheter i de andre nordiske landene. Disse dataene er nærmere omtalt i vedlegg 1.

2 Kraftforbruket gjennom vinteren 2009/2010

2.1 Kraftsituasjonen ved inngangen til og gjennom vinteren²

Ved inngangen til vinteren 2009/2010 var det flere faktorer som tilsa at utnyttningen av produksjonskapasiteten ville bli høy dersom været ble kaldt og etterspørselen stor utover vinteren. Per 1. desember 2009 lå imidlertid de nordiske døgnmarkedsprisene betydelig lavere enn året før, og prisene i det nordiske terminmarkedet indikerte at markedsaktørene ikke forventet høyere priser framover. At markedets prisforventninger ikke var høyere kan for en stor del tilskrives at den hydrologiske situasjonen var god, og lave brenselpriser. Utsiktene til lave priser kan ha gitt lavere verdsetting av vannet og dermed høyere vannkraftproduksjon enn dersom det var den faktiske prisutviklingen som var ventet.

Samtidig var magasinfyllingen i Norge ved inngangen til vinteren litt under normalt for landet som helhet, og i Sverige var fyllingsgraden enda lavere enn i Norge. Denne situasjonen skyldtes for en stor del at fem av de svenske kjernekraftreaktorene, dvs. nær 50 prosent av den totale installerte kapasiteten i svenske kjernekraftverk, på dette tidspunkt var ute av drift, på grunn av sikkerhetsmessige forhold som gjorde at oppstarten etter høstens vedlikeholdsarbeid ble forsinket.

Vinteren var gjennomgående preget av kaldt vær og lite nedbør. I hele Norge lå temperaturene betydelig under normalt fra desember til og med februar, og i Nord-Norge fortsatte det kalde været også i mars. Vinteren var dessuten den nest tørreste på 110 år, med bare litt over halvparten av normale nedbørmengder i perioden desember-februar. Dette kom til syne både i norske vannmagasin, der tilsiget bare var to tredeler av det normale fra desember til mars, og i snømagasinet, som i desember 2009 var tilnærmet normalt, mens det i mars 2010 var ca 40 prosent mindre enn normalt.

Det kalde været bidro til et rekordhøyt nordisk kraftforbruk denne vinteren. Sammenliknet med vinteren 2008/2009 økte forbruket i alle landene som er del av det nordiske kraftmarkedet, dvs. Norge, Sverige, Danmark og Finland. Det norske kraftforbruket økte særlig innenfor alminnelig forsyning, mens forbruket til kraftkrevende industri ble redusert.

I det følgende viser vi figurer for utvikling i kraftforbruket og hhv. temperaturene (avsnitt 2.2) og prisene (avsnitt 2.3) i hvert av prisområdene. Per 1. desember var det sju prisområder i det nordiske kraftmarkedet, hvorav tre i Norge, og i løpet av vinteren ble det dannet ytterligere to i Norge. Dersom vi skulle vise figurer for alle områdene – og for hver av pristoppene – ville framstillingen blitt tung. I rapporten har vi derfor kun med enkelte figurer, i hovedsak for Midt-Norge, mens figurer for samtlige prisområder finnes i vedlegg 2.

² Denne framstillingen er i all hovedsak hentet fra NVEs egen artikkel “Vinterens kraftsituasjon – 2009/2010” av Thor Erik Grammeltvedt m.fl., utgitt som temaartikkel i NVE-rapport nr. 10/2010, Kvartalsrapport for kraftmarkedet 1. kvartal 2010.

2.2 Kraftforbruket gjennom kuldeperiodene

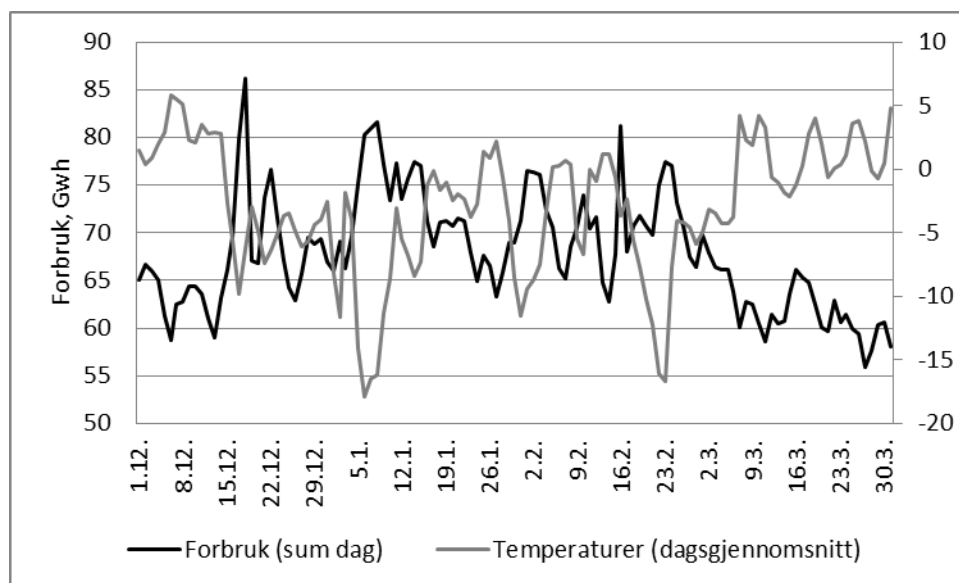
Lavere temperaturer gir økt behov for oppvarming, og dermed økt etterspørsel etter energi. Noe av denne etterspørselen vil normalt rette seg mot elektrisitet, slik at vi venter å se at kraftforbruket øker med synkende temperaturer. Sammenhengen mellom kraftforbruket og temperaturene er imidlertid ikke nødvendigvis like tett for alle temperaturer, selv for gitt strømpris. En viktig årsak til dette er at forbrukerne av elektrisitet normalt også har tilgang til andre energikilder, som ved, oljefyr og pellets. I tillegg bidrar økt bruk av varmepumper og fjernvarme til redusert kraftetterspørsel generelt, men ikke nødvendigvis ved svært lave temperaturer da det for mange er behov for å supplere dette systemet med en annen energikilde, og som i mange tilfeller vil være elektrisitet.

Et eksempel på hvordan eksistensen av alternative energikilder forstyrrer sammenhengen mellom kraftforbruk og temperatur, er at antallet husholdninger som kun bruker elektrisitet som oppvarmingskilde kan være konstant over et bredt temperaturintervall, men at særlig hard kulde gjør at mange tar i bruk andre energikilder – selv om kraftprisen skulle holde seg konstant. Mulige årsaker til slik atferd kan være at andre typer fyring kjennes mer behagelig enn elektrisitet ved sterk kulde (ved), at det er en praktisk eller økonomisk kostnad forbundet med å ta dem i bruk som ikke svarer seg ved høyere temperaturer (parafin) eller at alternativene først tas i bruk når kapasiteten i det elektriske oppvarmingssystemet er fullt ut utnyttet.

I det følgende belyser vi sammenhengen mellom kraftforbruket og temperaturene ved hjelp av figurer som viser utviklingen i forbruket sammen med utviklingen i temperaturene gjennom hele vinteren 2009/2010, dvs. fra 1. desember til 31. mars, med særlig oppmerksomhet om de tre pristoppene 17. desember, 8. januar og 22. februar. Av framstillingsmessige hensyn viser figurene for hele vinteren daglig forbruk og daglige gjennomsnitt for temperaturene, mens figurene for pristoppene viser data per time for begge.

Temperaturen i de ulike prisområdene er målt som et vektet gjennomsnitt av flere temperaturer innenfor hvert område. Dette gjør vi fordi det innenfor hvert område kan være betydelige variasjoner i temperaturer mellom de ulike stedene, hvilket betyr at det ville gi et misvisende bilde å velge temperaturene for kun ett sted. De ulike temperaturene innenfor hvert prisområde tilordnes vektorer etter stedets innbyggertall, geografiske beliggenhet og antatt omfang av industri. Vedlegg 1 gir en oversikt over hvilke steder og vektorer som er brukt i de ulike områdene.

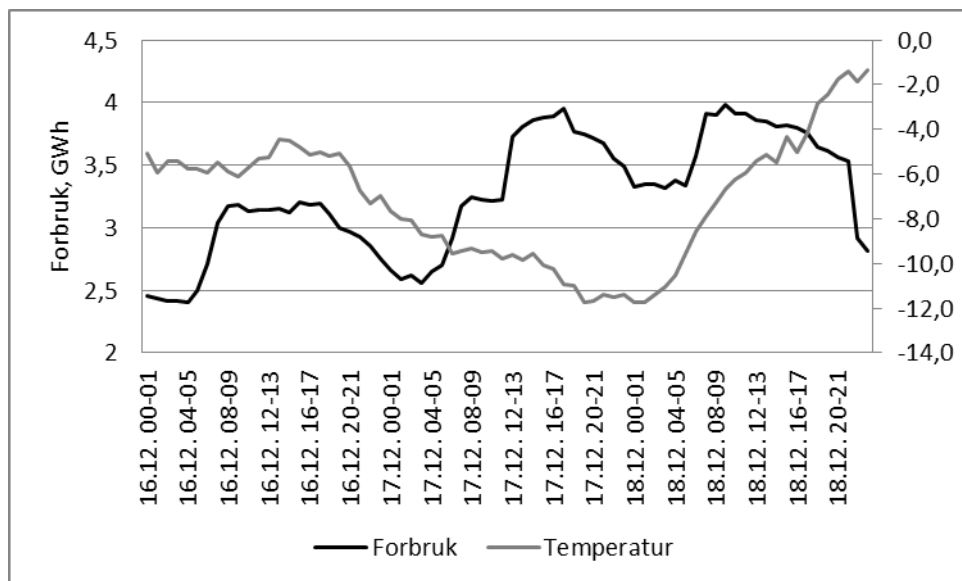
Gjennom vinteren 2009/2010 var det en klar sammenheng mellom utviklingen i temperaturer og utviklingen i kraftforbruket: Lave temperaturer går sammen med høyt forbruk. Dette er tydelig i alle prisområdene, i figur 2.1 representert ved Midt-Norge.

Figur 2.1 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge vinteren 2009/2010

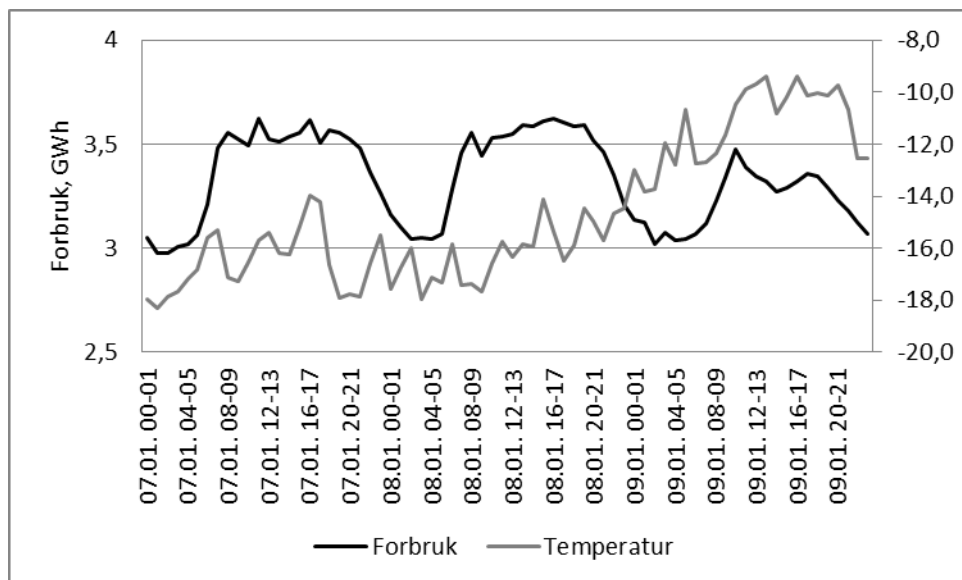
Det er også en klar sammenheng mellom utviklingen i temperaturer og utviklingen i priser. For det første ser vi av figurene over at periodene rundt pristoppene 8. januar og 22. februar, om enn i mindre grad 17. desember, også var perioder med særlig streng kulde. Denne sammenhengen er også klar i figurene for Sør-Norge, Sverige og Finland, men ikke i de to danske prisområdene, jf. vedlegg 2. Figurene for prisutviklingen viser dessuten at det også var andre, mindre pristopper enn disse tre, jf. figur 2.5 og vedlegg 2, og også disse forekommer gjerne i kuldeperioder. Ett eksempel er pristoppen 29. januar i Midt- og Nord-Norge som inntraff hhv. to dager før og samme dag som temperaturene nådde en bunn i disse områdene.

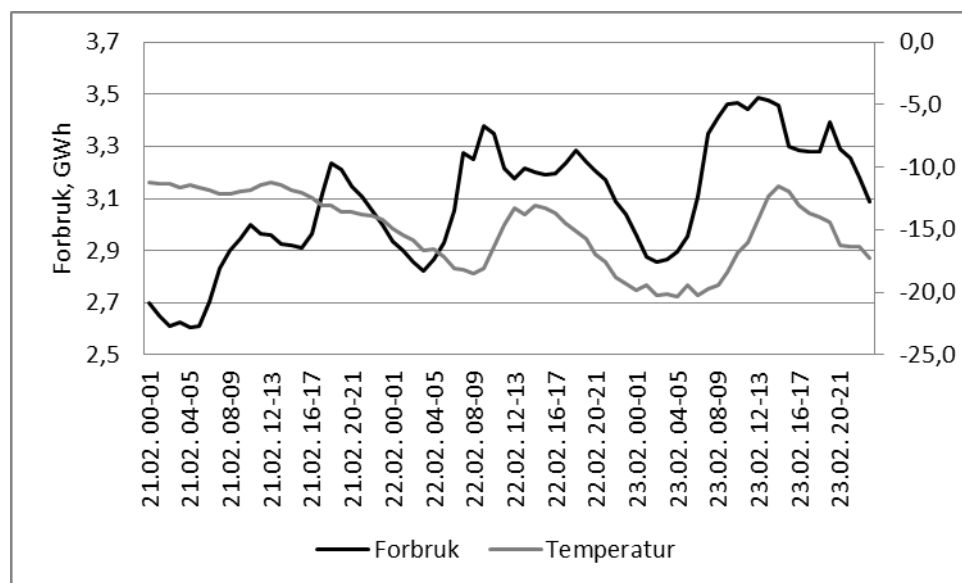
Sammenhengen mellom forbruk og temperatur i de kraftigste pristoppene er imidlertid mindre klar dersom vi ser på utviklingen time for time, jf. figur 2.2-2.4 for Midt-Norge. Dette skyldes antakelig i stor grad at både forbruk og temperaturer også samvarierer sterkt med tiden på døgnet, og at denne variasjonen overskygger den som måtte være mellom forbruk og temperatur. Dette underbygges av den økonometriske analysen som gir en signifikant sammenheng mellom forbruk og temperatur time for time når det kontrolleres bl.a. for tid på døgnet (se kapittel 3). Den manglende sammenhengen i figur 2.2-2.4 kan også i noen grad skyldes at forbrukerne i større grad benytter seg av alternative energikilder ved ekstrem kulde. I Midt-Norge var det for eksempel den 17. desember en forholdsvis tydelig sammenheng mellom forbruk og temperatur, samtidig som det ikke var veldig kaldt (-12 °C på det kaldeste). De andre datoene var det betydelig kaldere og en mer uklar sammenheng i dette området, hvilket kan tyde på at forbrukerne i større grad gikk over til andre energikilder ved disse tilfellene.

Figur 2.2 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge 17. desember



Figur 2.3 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge 8. januar



Figur 2.4 Kraftforbruk og temperaturer i Midt-Norge 22. februar

2.3 Den observerte sammenhengen mellom pris og forbruk

Erfaringer fra vinteren 2002/2003

Etter vinteren 2002/2003, da det også var flere episoder med svært høye kraftpriser, ble det gjennomført flere analyser som så på hvordan markedet reagerte. Econ (2003) viste at alle forbruksgrupper i Norge reduserte sitt kraftforbruk, men at årsaken til og omfanget av reduksjonen varierte:

- Reduksjonen i alminnelig forsyning var relativt beskjeden, og skjedde med et betydelig etterslep.
- Reduksjonen i kraftforbruket innen kraftkrevende industri startet før kraftkrisen, og svake konjunkturer var en viktig årsak til nedgangen.
- Reduksjonen i kjelmarkedet burde ha vært større.

Samtidig viser andre beregninger at prisfølsomheten i det norske kraftforbruket er forholdsvis stor, ikke minst grunnet et forholdsvis stort innslag av kontrakter tilknyttet elspotprisen. Dette ble bl.a. vist i forbindelse med evalueringen av Energiloven i 2007 (Econ, 2007).

Observasjoner vinteren 2009/2010

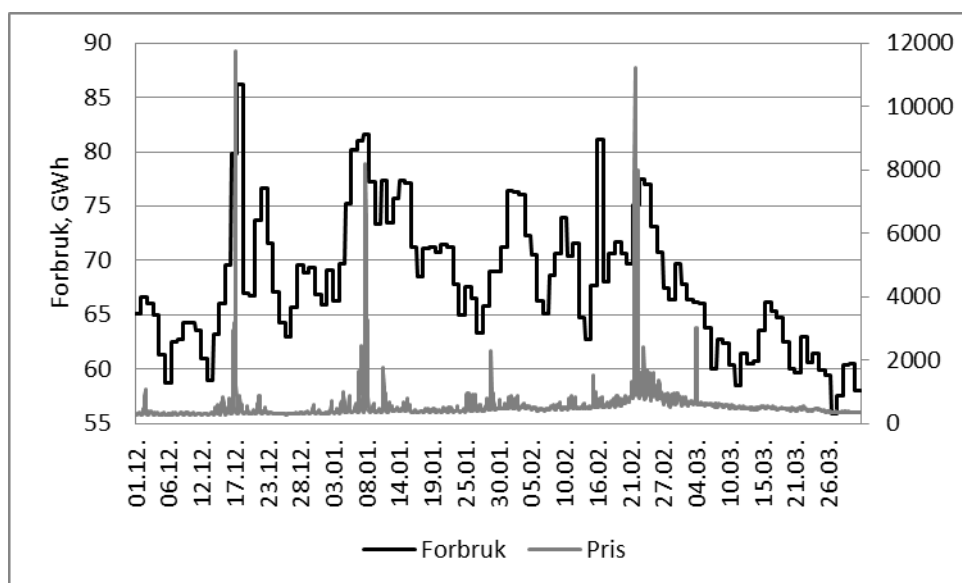
I dette avsnittet tar vi for oss den observerte sammenhengen mellom forbruk og priser gjennom hele vinteren 2009/2010, og under de tre pristoppene 17. desember, 8. januar og 22. februar. Sammenhengen framstilles ved figurer, der prisutviklingen vises time for time for best å få fram pristoppene, mens forbruk i figurene for hele vinteren vises som daglig forbruk for å unngå de forstyrrende døgnvariasjonene.

Figurene for hele vinteren viser gjennomgående at høye priser går sammen med høyt forbruk, i hovedsak ved at perioder med svært høye priser forekommer i forkant av perioder med svært høyt forbruk. Figur 2.5 illustrerer denne samvariasjonen for Midt-Norge, mens vedlegg 2 gir figurer for de øvrige områdene.

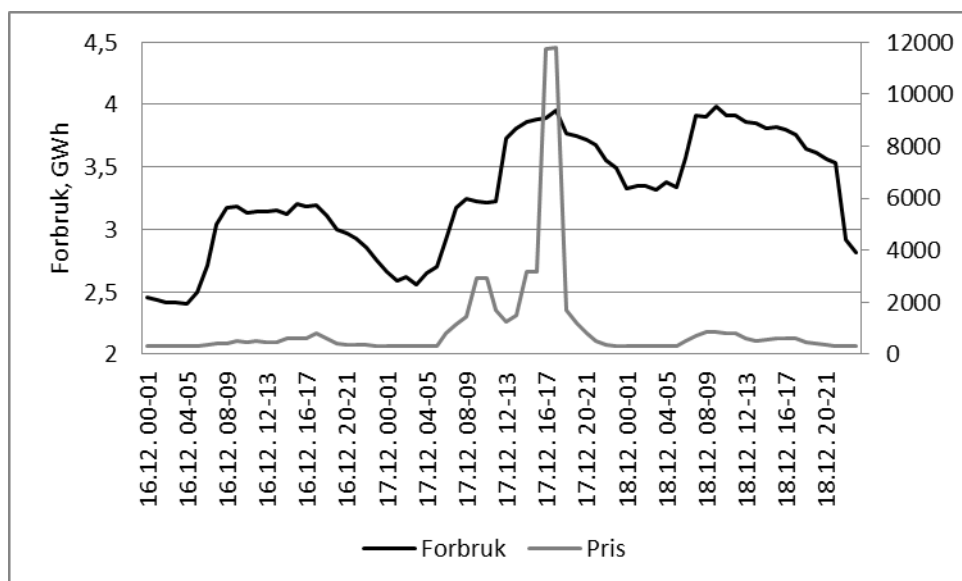
Figurene for utviklingen i pris og forbruk time for time gjennom pristoppene viser ingen åpenbar sammenheng, jf. figur 2.6-2.8 for Midt-Norge. Dette kan skyldes at en negativ årsakssammenheng fra pris til forbruk drukner i den positive korrelasjonen illustrert ved figur 2.5, eventuelt at det i våre aggregerte data ikke er noen slik negativ årsakssammenheng overhodet. For å finne en eventuell årsakssammenheng må vi ta i bruk en økonometrisk modell som inneholder to elementer:

1. En forbruksrelasjon som tar vare på hvordan variabler som pris, temperatur med mer påvirker forbruket.
2. En prisrelasjon som tar vare på det faktum at prisene øker når forbruket øker slik at kraftmarkedet klareres.

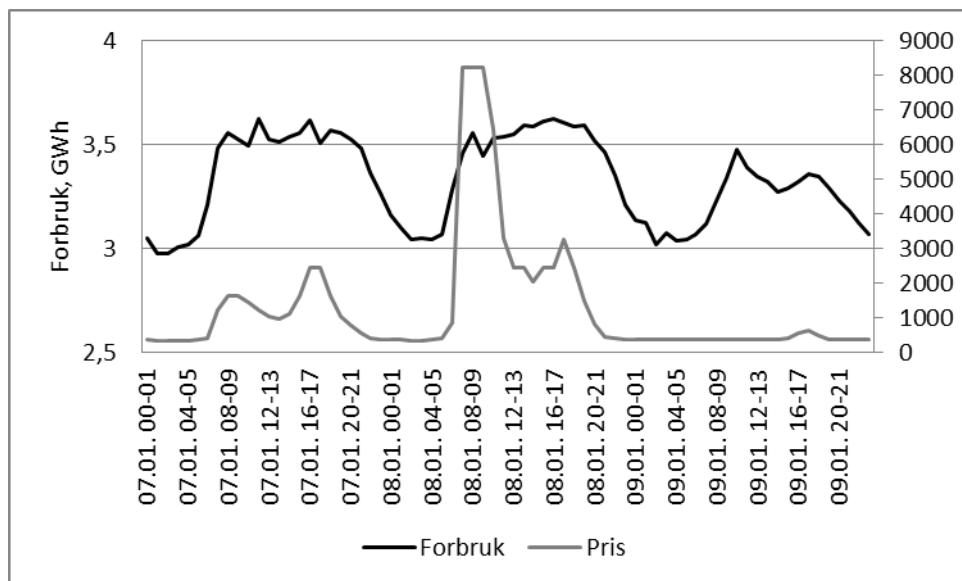
Figur 2.5 Pris og forbruk i Midt-Norge vinteren 2009/10



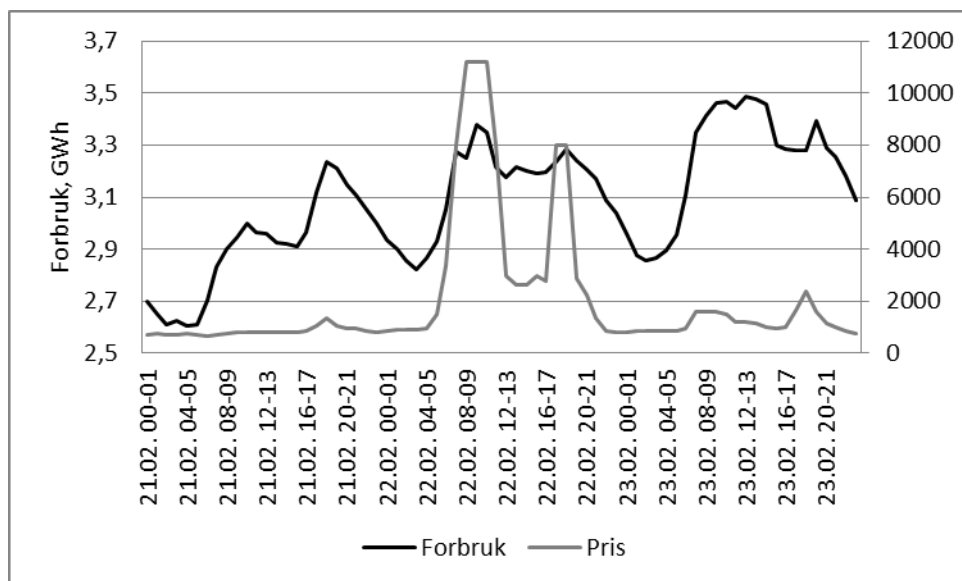
Figur 2.6 Pris og forbruk i Midt-Norge 17. desember



Figur 2.7 Pris og forbruk i Midt-Norge 8. januar



Figur 2.8 Pris og forbruk i Midt-Norge 22. februar



3 Prisresponsen

3.1 Modellen

For å kunne analysere hvordan forbruk av kraft påvirkes av kraftprisen må vi ta hensyn til at kraft omsettes i et marked hvor priser sørger for at markedene løpende klareres. Prismekanismen sørger for at etterspørselen holder seg innenfor de rammer som tilgjengelig kapasitet setter. Det betyr at vi trenger en simultan modell for hvert pris-område hvor én relasjon dekker forbrukernes atferd og én dekker hvordan prisene bestemmes i spotmarkedet. I tillegg må vi ta hensyn til at det er flere variable enn pris som påvirker forbruk og at det er flere forhold enn forbruk som bestemmer pris. Modellen estimeres for hvert område separat, slik at vi fullt ut tar høyde for at atferden kan variere mellom de ulike områdene. Modell og identifikasjon omtales nærmere i vedlegg 3, og variablene og datamaterialet i vedlegg 1.

La

y_{it} = kraftforbruk i område i , på tidspunkt t . Måles i MWh.

p_{it} = spotpris på elektrisitet i område i , på tidspunkt t , dividert med konsumprisindeksen. Måles i (kr/MWh)/KPI.

x_{it} = en vektor av andre forklaringsvariabler som påvirker etterspørselen i område i , på tidspunkt t . Variablene er temperatur og dummyer for tid på døgnet, helg og enkelte jule- og påskedager med særlig lavt forbruk, samt de ulike pristoppene. Det åpnes for interaksjon mellom pris og temperatur.

- Temperaturvariabelen angir et vektet gjennomsnitt av områdetemperaturer, jf. vedlegg 1.
- Det opereres med ni dummyer for tid på døgnet, jf. Tabell 3.1 for periodeinndeling.
- Dummyen for helg er lik 1 hvis lørdag eller søndag, 0 ellers. Dummyen for jul/påske er lik 1 hvis 24., 25. eller 26. desember, eller 28. mars (palmesøndag).
- Variabelen pristopp(j), der $j=17.12.$, $08.01.$ og $22.02.$, er en dummy interagert med pris, lik prisen time for time dag j hvis dag j , 0 ellers, og som kun er med i modellen for områdene som hadde disse pristoppene.

z_{it} = en variabel som påvirker prisen i område i , på tidspunkt t , men som ikke er korrelert med forbruket i samme område på samme tidspunkt. Vi har valgt terminprisen, da denne reflekterer endringer i forventinger om fremtidig pris som igjen påvirker vannverdiene til vannkraftprodusentene. Terminprisen divideres med konsumprisindeksen, slik at den måles i (kr/MWh)/KPI. Av de ulike terminprisene bruker vi forwardprisen for neste kvartal, dvs. 1. kvartal 2010 i desember 2009, og 2. kvartal 2010 i januar-mars 2010. På helgedager og andre dager uten handel settes prisen lik siste noterte pris.

Modellen er da gitt ved

$$(1) \log y_{it} = \beta_{0i} + \beta_{1i} \log p_{it} + x_{it} \alpha_i + \varepsilon_{it}$$

$$(2) \log p_{it} = \gamma_{0i} + \gamma_{1i} \log y_{it} + \lambda_i z_{it} + \mu_{it}$$

$$E\varepsilon_{it} = E\mu_{it} = 0$$

$$\text{Covar}(\varepsilon_{it}, \mu_{it}) = \Omega$$

ε_{it} og μ_{it} kan være bi-variat normalfordelt. Vi tillater dessuten at restleddene i etterspørsels- og prislikningene kan være korrelerte, dvs. at de uobserverbare forhold som samtidig påvirker forbruksrelasjonen og prisrelasjonen kan være korrelerte. I økonomiske analyser brukes ofte logaritmer av de viktigste variabler som inngår i modellen. Det fører som oftest til bedre føyning og lettere tolkning av resultatene. Et $1i$ i relasjon (1) kan tolkes som elastisiteten av forbruket med hensyn på pris (dvs. ikke bare den deriverte, slik det ville vært uten logaritme).

I modellen vi har estimert er det både andre- og tredjegradsledd av $\log p_{it}$ (logaritmen av prisvariabelen) i forbruksrelasjonen. Med så store variasjoner i data, særlig i pris, viste det seg at dette bidro betydelig til å bedre modellens forklaringssevne. I økonomisk teori er det ikke noen klar konklusjon med hensyn til hvordan funksjonssammenhengene er. Ofte bruker en lineære og log-lineære sammenhenger. En mer generell tilnærming vil være å bruke flere og høyere grads ledd slik at en kan passe relasjonene bedre til data. Bruk av høyere grads polynomer i estimering av relasjoner er blitt mer og mer utbredt i faget i senere tid og henger sammen med bedre regnekapasiteter.

Simultanitetsproblemet

Modellen åpner for at forbruket påvirker prisen i tillegg til at prisen påvirker forbruket. Dette er viktig for at estimatorene skal bli forventningsrette, dvs. at vi ikke skal få systematisk for lave eller for høye estimater på koeffisientene. Dersom modellen kun hadde bestått av forbrukslikningen (1) ville den hvilt på en antakelse om at prisen ble bestemt uavhengig av forbruket, eller mer presist at prisen var eksogen, dvs. ukorrelert med restleddet ε_{it} . Hvis denne antakelsen ikke holder stikk, dvs. at prisen påvirkes av forbruket og ikke bare omvendt, ville vi få et skjevt estimat av prisseffekten.

Modellen er derfor spesifisert som et likningssystem med to likninger som estimeres simultant, og der det åpnes for at de to restleddene er korrelerte. For at dette skal gi forventningsrette estimater, må prislikningen inneholde en forklaringsvariabel som er korrelert med prisen men ikke med forbruket. Vi trenger altså en instrumentvariabel for prisen. Intuitivt vil en egnet instrumentvariabel kunne være en som er korrelert med prisen gjennom å påvirke tilbudet av elektrisitet. Det finnes flere slike variabler, selv om ingen kan ventes fullt ut å oppfylle kravet som strengt tatt stilles til en perfekt instrumentvariabel.

- Terminprisen reflekterer endringer i forventninger om fremtidig pris som igjen påvirker vannverdiene til vannkraftprodusentene. Terminprisen noteres daglig (hver handledag), og gjelder for ulike tidspunkt fram i tiden. Vi bruker forward-prisen for neste kvartal, siden det er denne som i størst grad antas å påvirke tilbudet av kraft. Terminprisen er nært knyttet til systempris, dvs. prisen som ville blitt realisert i markedet dersom det ikke hadde vært noen flaskehalser, men da systemprisen i større grad tar opp i seg kortsiktige etterspørselsvariasjoner, er denne mindre egnet som instrument.

- Sjællandsk pris, tenkt å skulle speile produksjonskostnaden for termisk produksjon (gass, kull) eller vindkraft, alt etter hvilken teknologi som er den marginale.
- Forwardpriser på kull eller gass.
- Daglige nedbørsvarsler.

De instrumentene som er forsøkt i tillegg til terminprisen er Sjællandsk pris og systemprisen. Disse ga ikke de ønskede resultater, bl.a. ble den estimerte effekten av forbruket på prisen (jf. prisrelasjonen over) i flere tilfeller negativ, noe som strider mot intuitjonen. Forwardpriser på kull eller gass ser ut til kun å foreligge i månedlige priser, evt. være kostnadskrevende å få tak i. Det har heller ikke lyktes oss å få Meteorologisk institutt til å levere daglige nedbørsvarsler.

Minste kvadraters metode

Estimeringen skjer via tretrinns minste kvadraters metode, 3SLS. Denne prosedyren kan ses som å produsere estimater gjennom en tretrinnsprosess:

- i) Utvikle instrumenterte verdier for alle endogene forklaringsvariabler, dvs. vi må $it^{lnp_{it}}$.
- ii) Setter inn prisrelasjonen i forbruksrelasjonen og forbruksrelasjonen i prisrelasjonen. Koeffisientene tilknyttet z_{it} og x_{it} i de to redusert form-relasjonene estimeres ved OLS og konstantene i disse to relasjonene estimeres så ved å ta gjennomsnitt på venstreside av relasjonene fratrasket verdien av gjennomsnittet på høyreside av relasjonene. Som vist i vedlegg 3 får vi da estimert alle koeffisientene.
- iii) Framskaffe et konsistent estimat for kovariansmatrisen til restleddene, Ω . Disse estimatene er basert på residualene fra tottrinns minstekvadrat-estimeringen av hver av de strukturelle likningene. Vi viser til vedlegg 3 for en drøfting av identifikasjon av modellen og til en alternativ estimeringsstrategi.

Vi venter at pris har en negativ virkning på forbruk. Fordi vi analyserer forbruk under svært ekstreme situasjoner med hensyn til temperatursvingninger og begrenset leveringskapasitet har vi også inkludert annen- og, for noen områder, tredjegradsledd for $\log pris$ i forbruksrelasjonene. Vi vil vente at interaksjon av pris og temperatur gir en negativ virkning på forbruk under kalde dager og netter. Vi venter videre at også pristoppvariabelen (dummy for pristopp interagert med pris) har en negativ virkning på forbruk. Temperatur forventer vi har en negativ virkning på forbruket, noe som betyr at når temperaturen faller så øker forbruket. Vi venter videre at helg og helligdager har en negativ virkning på forbruket, samt at forbruket varierer over døgnet.

Merk at forbruket vi måler er totalt aggregert forbruk i et område og at det er god grunn til å forvente at store, gjerne kraftkrevende bedrifter, har en annen atferd på kort og lang sikt enn husholdninger. Dette kan kun analyseres hvis det er mulig å skille mellom ulike brukergrupper og de kontrakter som brukerne har. Disse kontraktene strekker seg fra svært langsiktige fastpriskontrakter til spotmarkedspriser. Det ville også ha bedret analysens robusthet om vi hadde hatt tilgang til eventuelle tilbakesalg av kraft som kraftkrevende industribedrifter gjorde i deler av den perioden vi analyserer og i større eller mindre grad i de områder som vi ser på. Vi har gjennomført en spørreundersøkelse i kraftkrevende industri, se kapittel 5, men resultatene fra denne hva gjelder salg av

kraft er ikke tilstrekkelig representative til å gi et klart svar på i hvor stor grad industrien faktisk benytter denne muligheten til å selge kraft ved høye priser. Den heterogeniteten som er til stede i forbruksrelasjonene, er det viktig å ha i tankene ved tolkning av resultatene.

I prisrelasjonen venter vi at spotprisen er positivt korrelert med forbruk. Som nevnt vil kraftmarkedet respondere på økt etterspørsel med økte priser i de ulike prisområder slik at etterspørselen holder seg innenfor de rammer som gitte produksjons- og overføringskapasiteter setter. Tilsvarende venter vi at spotprisen er positivt korrelert med terminprisen. Jo høyere terminprisen er, desto høyere venter produsentene at fremtidig knapphet og pris vil bli, og desto sterkere er insentivet til å holde igjen på vann i magasinene noe som gir høyere priser i dag for å ha mer å selge i fremtiden.

3.2 Estimer

Våre forventninger til hvordan de ulike variablene påvirker forbruk og pris er i hovedsak oppfylte. Dette avsnittet går først igjennom de estimerte effektene av pris på forbruk, deretter estimatene for de andre variablene, herunder temperatur, og til sist de estimerte restleddene.

Prisfølsomheten

Prisen tillates i modellen å påvirke forbruket gjennom flere variabler: Polynomet for pris, dummyene for pristoppene og variablene som åpner for interaksjon mellom pris og temperatur. Det å se på hver enkelt av de estimerte koeffisientene i Tabell 3.1 og 3.2 gir derfor en begrenset forståelse av prisfølsomheten. Et viktig supplement er derfor de elastisitetene vi presenterer under, der effektene gjennom de ulike variablene ses i sammenheng.

Men også de estimerte koeffisientene gir mening – et stykke på vei. Ta Midt-Norge som eksempel. Her er den estimerte førsteordenseffekten av *logpris* på *logforbruk* negativ (-0,852), og signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå. Dette betyr at når prisen øker, synker forbruket, og dette er vi 99 prosent sikker på – for å si det enkelt. Forbruket synker imidlertid neppe like mye for hvert prisnivå, dvs. at den relative effekten av pris på forbruk neppe er lineær, dvs. at priselastisiteten neppe er konstant. Dette fanges opp i modellen ved å inkludere også andreordens (og for Midt-Norge og Sverige, tredjeordens) effekter av prisen. Dvs. at vi også inkluderer variabler der logaritmen av prisen inngår i andre (og tredje) potens. For Midt-Norge er andreordens-effekten av pris på forbruk positiv, og dette tilsier at den negative effekten av prisen på forbruket som vi først så, synker med prisnivået. Dvs. at hvis prisen er høy i utgangspunktet, gir en prisøkning lavere reduksjon i forbruket enn dersom prisen fra før var lav. Dette virker rimelig. Når prisen begynner å øke og man ønsker å redusere forbruket, iverksetter man de enkleste/rimeligste tiltakene først. Når så prisen øker mer, vil det å redusere forbruket ytterligere være vanskeligere/dyrere, og det blir rasjonelt å akseptere prisøkningen. Det skal imidlertid sies at en ikke bør overdrive tolkningen av disse enkeltkoeffisientene. Blant annet bør de ses i sammenheng med den estimerte effekten av variabelen *temp*log pris*, som åpner for at prisen påvirker forbruket ulikt med ulike temperaturer. For noen av områdene, dvs. Midt-Norge og Sverige, viste det seg for øvrig at det å åpne for også tredjeordenseffekter av prisen gjorde at modellen fanget opp utviklingen bedre. Denne koeffisienten er negativ for begge områdene. Grunnen til at vi har med andre- og tredjegradsledd av log pris i forbruksrelasjonen er at

dette gir bedre føyning, noe som særlig gjøres nødvendig av at det er ekstreme variasjoner i data.

I tillegg til den fleksibiliteten som ligger i spesifikasjonen av den generelle priseffekten, åpner modellen for at prisen kan påvirke forbruket annerledes når prisene er ekstremt høye, ved at den inkluderer ledd som fanger opp ekstra virkninger av pris på forbruk i ekstreme værperioder. Modellen åpner også for at reaksjonene kan være forskjellig ved ulike pristopper, for eksempel fordi det skjer en læringsprosess fra én topp til den neste. Konkret spesifiserer vi som nevnt i avsnitt 3.3 én variabel for hver av de tre dagene med ekstreme priser sist vinter, 17. desember, 8. januar og 22. februar. Variabelen er disse dagene lik logaritmen av prisen time for time gjennom dagen, og ellers lik null. Tolkningen av resultatene for disse variablene, dvs. prislelsomheten gjennom pristoppene sist vinter, gjøres under. For områdene som ikke opplevde disse pristoppene inkluderer modellen naturlig nok ikke slike variabler.

Estimatene tyder altså på at pris gjennomgående har en dempende virkning på forbruket. For å tallfeste denne prislelsomheten, regner vi ut elastisiteten av forbruket med hensyn på pris. Elastisiteten tolkes som “den prosentvise endringen i forbruk som følger av én prosent økning i prisen” (strengt tatt “én prosent økning i pris/KPI”, men siden KPI endrer seg kun fra måned til måned blir dette i praksis stort sett det samme). Vi gjør dette først for hele estimeringsperioden, for å finne den generelle prislelsomheten gjennom vinteren. Siden modellen er log-lineær, der det er tatt den naturlige logaritmen av både forbruk og pris, er elastisiteten simpelthen den deriverte av *log forbruk* med hensyn på *log pris/KPI*. Uttrykket vi da får inneholder variablene pris (gjennom andre- og tredjeordensleddet samt pristoppvariabelen) og temperatur (gjennom interaksjonsleddet). I utregningen av elastisiteten bruker vi dermed de faktiske verdiene for pris og forbruk, time for time. Elastisitetene avhenger dermed av nivåene både for pris og temperatur i den enkelte time, og varierer følgelig over tid med disse (variasjonen gjennom pristoppene omtales under). Kun signifikante estimater er tatt med (5 prosent nivå), ut fra tanken om at “null er null”. Dette innebærer for prisområdene i Sør-Norge i siste halvdel av mars at bare koeffisienten for *log pris*temperatur* er med. For de andre områdene er det bare enkelte av koeffisientene knyttet til pristoppene som er ikke-signifikante.

Tabell 3.1 Estimeringsresultater

	Midt-Norge	Nord-Norge	Vest-Danmark	Sjælland	Sverige	Finland
<u>Log forbruk</u>						
Log pris	-0,852**	0,284**	-0,362*	-0,257**	-0,121**	-1,925**
(Log pris) ²	0,453**	-0,037**	-0,034*	-0,097**	0,057**	1,051**
(Log pris) ³	-0,059**	-	-	-	-	-0,143**
Temp.*log pris	0,008**	0,007**	-0,008**	0,021**	0,005**	0,011**
Temperatur	-0,021**	-0,017**	-0,002	-0,037**	-0,022**	-0,024**
Pristopp 17.12.	0,010	-0,050**	-	-0,049**	-0,047**	-0,043**
Pristopp 08.01.	-0,007	0,005	-	-0,022**	-0,037**	-0,059**
Pristopp 22.02.	-0,026**	-0,037*	-	-0,111**	-0,054**	-0,078**
Tid 00-05	-0,011*	-0,072**	(utelatt)	-0,295**	-0,176**	-0,114**
Tid 05-06	(utelatt)	-0,068**	0,065**	-0,249**	-0,137**	-0,039**
Tid 06-07	0,045**	-0,039**	0,274**	-0,122**	-0,062**	-0,015
Tid 07-08	0,104**	(utelatt)	0,493**	(utelatt)	(utelatt)	(utelatt)
Tid 08-13	0,143**	0,027**	0,603**	0,104**	0,042**	0,011
Tid 13-17	0,142**	0,031**	0,520**	0,110**	0,053**	0,019*
Tid 17-20	0,145**	0,016**	0,666**	0,178**	0,070**	0,040**
Tid 20-22	0,117**	0,013*	0,444**	0,048**	0,002	0,021*
Tid 22-24	0,061**	-0,022**	0,245**	-0,112**	-0,091**	-0,027**
Helg	-0,047**	-0,035**	-0,233**	-0,104**	-0,082**	-0,059**
Jul/påske	-0,090**	-0,045**	-0,330**	-0,090**	-0,100**	-0,223**
Konstantledd	8,287**	7,458**	7,890**	7,724**	10,291**	9,381**
<u>Log pris</u>						
Log forbruk	1,689**	1,650**	1,593**	1,171**	1,326**	2,004**
Log terminpris	2,362**	1,925**	-0,221	2,500**	2,269**	2,036**

Note: ** betyr at estimatet er statistisk signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå, mens * betyr signifikans på 5 prosent signifikansnivå.

Tabell 3.2 Estimeringsresultater forts.

	Sør-Norge 31.12.-10.01. (N01)	Sør-Norge 11.01.-14.03. (N01 og N02)	Sør-Norge 15.03.-31.03. (N01, N02 og N05)
<u>Log forbruk</u>			
Log pris	-2,770**	-1,729**	2,948
(Log pris) ²	1,682**	-0,581**	-1,092**
Temp,* log pris	0,046**	0,012**	-0,047*
Temperatur	-0,056**	-0,030**	0,046*
Tid 00-05	-0,125**	-0,164**	-0,150**
Tid 05-06	-0,106**	-0,142**	-0,131**
Tid 06-07	-0,058**	-0,078**	-0,073**
Tid 07-08	(utelatt)	(utelatt)	(utelatt)
Tid 08-13	0,043**	0,053**	0,033**
Tid 13-17	0,054**	0,035**	0,007
Tid 17-20	0,043**	0,044**	0,004
Tid 20-22	0,015	-0,011	-0,006
Tid 22-24	-0,040**	-0,085**	-0,072**
Helg	-0,029**	-0,073**	-0,082**
Jul/påske	-0,039**	-	0,006
N01 ¹	-	-0,032**	0,516**
N02 ¹	-	-	0,121**
Konstantledd	10,588**	10,089**	6,132
<u>Log pris</u>			
Log forbruk	0,635**	0,669**	0,053**
Log terminpris	0,492**	2,007**	1,848**

Note: ** betyr at estimatet er statistisk signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå, mens * betyr signifikans på 5 prosent signifikansnivå.

¹ Merk at prisområdet N01 endrer seg både 11.01., da det splittes opp i N01 og N02, og 15.03., da deler utskilles til N05. Også deler av N02 skilles ut til N05 15.03.

Tabell 3.3 viser den gjennomsnittlige prisleisomheten (priselastisiteten) gjennom hele vinteren for hvert av de ulike prisområdene, med standardavvik som sier noe om variasjonen i elastisitetene gjennom vinteren. For Midt-Norge ser vi for eksempel at en økning i prisen med 10 prosent, gjør at forbruket reduseres med 0,2 prosent (0,02*10). Prisøkninger har en dempende virkning på forbruk også i de andre områdene, med unntak for Nord-Norge, Sør-Norge i perioden 1.12.-10.01 og Sverige. Manglende for-

ventede prisresponser i Nord-Norge kan skyldes at det der er relativt få husholdninger men noen store bedrifter, og at disse bedriftene dominerer forbruksbildet. Dersom disse bedriftene ikke reduserer forbruket i svært kalde perioder, for eksempel ved ikke å selge kraft tilbake i markedet, vil den totale prisfølsomheten bli lavere. For Sør-Norge er det sannsynligvis det store innslaget av husholdninger og tjenesteytende næringer som, til tross for høy andel av spotpriskontrakter, ikke reagerer på timespriser som kan forklare lav prisfølsomhet. Dels har disse forbrukerne lite eller ingen informasjon om den løpende prisen, og dels blir forbruket kun avregnet en gang per måned (hvilket betyr at det ikke spiller noen rolle om man reduserer forbruket akkurat når prisene er høye eller noen annen gang i samme måned).

Tabell 3.3 Elastisiteter av forbruk med hensyn på pris, hele estimeringsperioden

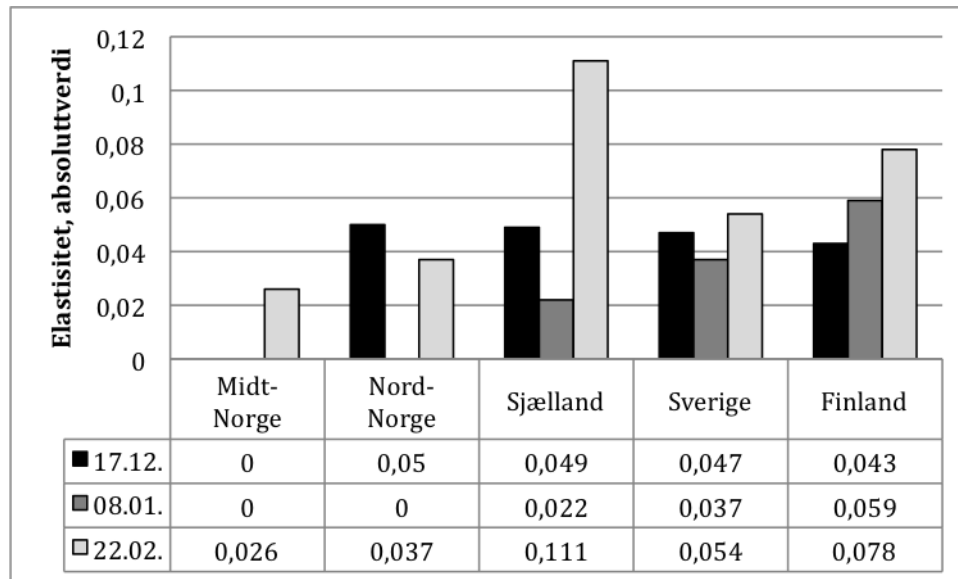
Område	Gjennomsnittlig priselastisitet	Standardavvik
Midt-Norge	-0,0219	0,0085
Nord-Norge	0,1528	0,0012
Jylland og Fyn	-0,4158	0,0022
Sjælland	-0,0019	0,0043
Finland	-0,1094	0,0421
Sverige	0,0009	0,0008
Sør-Norge 1.12.-10.01. (N01)	0,2106	0,0404
Sørvest-N. 11.01.-14.03. (N01)	-0,1479	0,0469
Sørøst-N. 11.01.-14.03. (N02)	-0,3288	0,0143
Sørvest-N. 15.03.-31.03. (N01)	-0,0977	0,0045
Sørøst-N. 15.03.-31.03. (N02)	-0,1671	0,0067
Vestlandet 15.03.-31.03. (N05)	-0,2413	0,0069

Det er grunn til å tro at forbrukernes atferd ved ekstreme priser avviker fra atferden i mer normale perioder. I så fall gir de gjennomsnittlige elastisitetene for hele vinteren i Tabell 3.3 et dårlig bilde av konsekvensene for forbruket av en prisøkning på for eksempel 1000 prosent. En bedre tilnærming får vi antakelig ved å beregne priselastisiteten akkurat de dagene prisene er ekstreme, dvs. "elastisiteten av forbruk med hensyn på pris gitt at vi er i en pristopp". I vår modell er det numeriske tillegget til denne elastisiteten simpelthen gitt ved koeffisientene til pristoppvariablene. Merk at også denne er et gjennomsnitt – over dagen med pristopp – og ikke gjelder kun de få timene hvor prisene var mest ekstreme. Grunnen til at vi har latt dummyene for pristopp gjelde gjennom hele høyprisdøgnet og ikke bare timene med ekstremt høye priser, er at det ikke er opplagt hvilke timer en da skulle velge. For alle toppene er prisene høye også i timene rundt, og for noen dager, særlig 22.2., er det også flere topper i løpet av dagen, jf. figurer i vedlegg 2.

Figur 3.1, med tabell, gir *tillegget til* priselastisitetene for hver av dagene med pristopp, i hvert av områdene som hadde slike dager. (Tabell 3.3 gir den *samlede* priselastisiteten,

dvs. inkludert det tillegg som her omtales.) Merk at figuren gir absoluttverdier, og at tillegg til elastisitetene er identiske med koeffisientestimatene rapportert i tabell 3.1. Tilleggene er alle *negative*, dvs. at økt pris gir en sterkere reduksjon i forbruket ved ekstreme priser enn når prisene er mer normale. Ikke-signifikante estimater er i figuren satt lik 0. En sammenlikning av disse tilleggene er nyttig for å avdekke om det er signifikante forskjeller i reaksjonene under de ulike pristoppene, men er mindre egnet for å si noe om størrelsen på disse forskjellene. Figuren illustrerer flere interessante resultater.

Figur 3.1 Tillegget til priselastisitetene under pristoppene (absoluttverdier)



For det første ser vi at forbruket gjennomgående reagerte mer negativt på den siste pristopp, dvs. 22.2., enn på de to første, dvs. 17.12. og 8.1. Det er altså tegn til en læringseffekt, i den forstand at forbrukerne etter de to første periodene med ekstrempriser reagerer sterkere når det samme skjer på nytt. De *signifikante* forskjellene (5 prosent nivå) kan oppsummeres som følger:

- I Midt-Norge var den ekstra negative reaksjonen sterkere ved pristopp 22.2. enn ved 17.12., og det er også bare den ekstra reaksjonen 22.2. som er signifikant forskjellig fra null.
- På Sjælland og i Finland og Sverige var tilleggene til reaksjonene på alle pristoppene signifikant negative. På Sjælland var reaksjonen 22.2. sterkere enn begge de andre, i Finland var reaksjonene både 22.2. og 8.1. sterkere enn 17.12., mens det i Sverige var slik at reaksjonen 22.2. var sterkere enn 17.12.
- Nord-Norge skiller seg igjen ut ved at reaksjonen 17.12. er signifikant mer negativ enn reaksjonen 22.2.

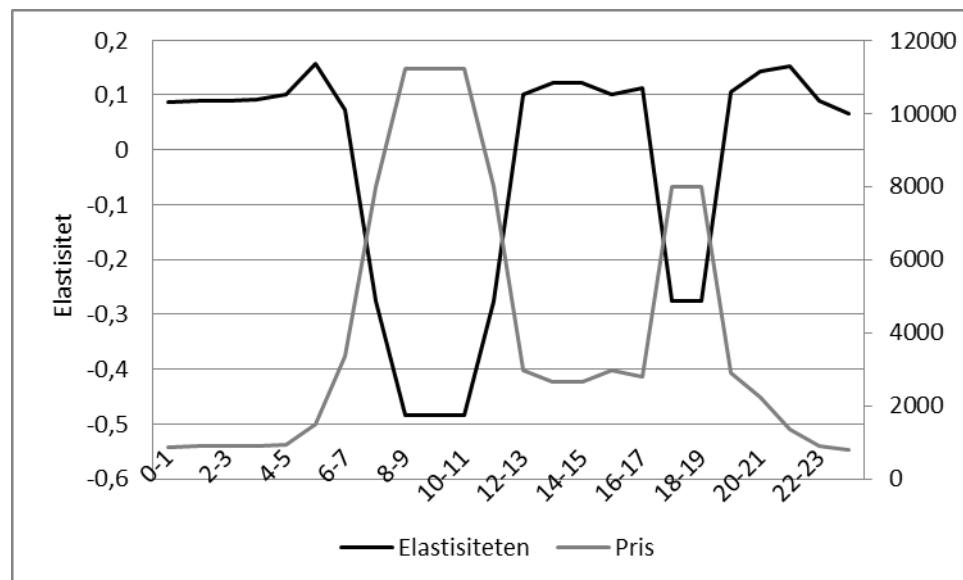
Elastisitetene er lave i tallverdi, noe som innebærer at det må sterke prisøkninger til for å bremse forbruket.

Den *samlede* effekten av ekstreme prisendringer vises ved den totale priselastisiteten utregnet for periodene med ekstreme priser, der utregningen er forklart på forrige side. Figur 3.2 viser hvordan forbruket i Midt-Norge i følge modellen reagerte på de ekstreme

prisendringene 22. februar. For at figuren skal vise bare samvariasjonen mellom elastisitet og pris, og ikke fange opp også effektene av temperaturendringer, er temperaturen holdt konstant på 16 kuldegrader, som var gjennomsnittstemperaturen i Midt-Norge den dagen. Merk at figuren ikke viser absoluttverdi, siden priselastisiteten i noen timer er anslått å være positiv (dette har vi ingen intuitiv forklaring på). Som figuren klart viser, er prislelsomheten betydelig høyere når prisen er høy. Aller høyest var den i formiddagstimene, rundt 0,5 i absoluttverdi. For å vise hva en slik prislelsomhet innebærer av endringer i forbruket, må vi ta utgangspunkt i en gitt prisøkning. I Midt-Norge denne dagen økte prisen i løpet av den ene timen mellom kl. 6 og kl. 7 fra kr 3367/kWh til kr 8001/kWh, dvs. med om lag 240 prosent. Med den prislelsomheten modellen faktisk estimerer i denne timen, på 0,29, skulle reduksjonen i forbruket vært 70 prosent – i løpet av én time. Sett at prislelsomheten da var 0,5, slik den ifølge modellen faktisk var noen timer senere, ville dette gitt en reduksjon i forbruket med 120 prosent.

De ekstreme prisene sammenfalt med svært lave temperaturer, jf. gjennomsnittstemperaturen på 16 kuldegrader. For å se hva dette har å si for resultatene, regner vi i stedet ut elastisiteten denne dagen for mindre streng kulde, konkret 5 kuldegrader, men der vi beholder den faktiske prisutviklingen. Dette gjør elastisiteten mer positiv med mellom 0,06 og 0,10. I timene med ekstremt høye priser, der også prislelsomheten er størst, er den nå 0,4 i stedet for 0,5 slik den var med de faktiske, lave temperaturene. Det at prislelsomheten er større ved ekstremt lave temperaturer, kan antakelig forklares ved at en del av den substitusjonen som skjer fra strøm over til andre energikilder, først blir iverksatt ved svært lave temperaturer. Konkret kan en tenke seg at panelovner er tilstrekkelig som varmekilde til om lag 10 kuldegrader, og at man da tenner opp i vedovnen – som etter hvert gir så mye varme at man skrur av panelovnene.

Figur 3.2 Priselastisiteten og prisutviklingen i Midt-Norge 22. februar



De noe særegne resultatene for Sverige fortjener en kommentar. Også her reagerer forbruket markant ved ekstreme økninger i prisen, med signifikante reaksjoner i alle ekstremprisperiodene. Men det er da også bare i slike perioder det er en reaksjon å spore i det svenske forbruket, jf. at den gjennomsnittlige priselastisiteten i tabell 3.3,

som viser prisfølsomheten i normale tider, er null. I Sverige har en større andel av kraftforbruket fastpriskontrakter hvilket kan forklare en meget lav, eller ikke-eksisterende, prisfølsomhet i normale tider.

Selv om resultatene vedrørende prisfølsomheten jevnt over må kunne sies å være intuitivt rimelige, er det klart at dette ikke gjelder alle – både hva gjelder størrelse og fortegn. Det vil kunne ha betydning å velge en enda mer avansert estimeringsstrategi lik den som er vist i vedlegg 3. En slik strategi kan gi skarpere estimerer på parameterne i markedsmodellen, men den vil også kreve mer programmering som ligger utenfor rammene for dette prosjektet. Modellen som faktisk er estimert er ikke en standard-modell, og er klart mer avansert enn hva som er vanlig i anvendte analyser. En ytterligere utvidelse av estimeringsopplegget er hittil ikke blitt gjort i denne type analyser, men kan altså gjøres.

De øvrige estimatene

Temperaturene påvirker som ventet kraftforbruket negativt. For å tallfeste endringen finner vi den deriverte av forbruket med hensyn på pris, som er koeffisienten til temperaturvariabelen pluss koeffisienten til (temperatur*pris), multiplisert med en faktisk pris. For Midt-Norge, og gitt gjennomsnittlig pris/KPI over estimeringsperioden der (som er 1,31), finner vi at en reduksjon i temperaturene med 10 grader gir økt forbruk med 0,9 GWh.³ Effektene i de øvrige områdene varierer mellom 0,86 og 0,91 GWh, gitt samme forutsetning om pris, med unntak av Sør-Norge den første perioden der effekten på forbruket anslås til 1,04.

Forbruket varierer gjennom døgnet som ventet. Som for de andre variablene viser koeffisientene på dogn-dummyene effekten på forbruket når alle de andre variablene holdes konstant, i dette tilfellet for konstante priser og temperaturer, og der den særlige effekten av pristopp, helg og helligdag er trukket ut. Resultatene for Midt-Norge viser at forbruket, alt annet gitt, er lavest i timene fra kl. 00 til 05, og høyest i perioden fra kl. 08 til 20. Dette er et generelt mønster i alle områdene, men med noe variasjon i de andre periodene, og innad i perioden 08-20.

Forbruket er som ventet lavere i helger og på helligdager (24.-26. desember samt palmesøndag). Dette resultatet ville ventelig vært annerledes dersom vi kun hadde analysert forbruket i husholdningene og ikke sett dette sammen med alt annet forbruk slik vi her gjør.

Også estimatene for prisrelasjonen er svært robuste. Resultatene viser klart at et høyere forbruk går sammen med en høyere pris. Resultatene viser for eksempel for Midt-Norge at dersom forbruket øker med 10 prosent, så går dette sammen med en 16 prosent økning i spotprisen. Denne samvariasjonen er om lag den samme i Nord-Norge, Vest-Danmark, Sverige og Finland. I Sør-Norge er den svakere, hvilket kan ha sammenheng med større produksjonskapasitet og/eller bedre utvekslingskapasitet i Sør-Norge.

Vi finner også betydelig samvariasjon mellom terminpris og spotpris. Dette er både ventet og ønsket, i og med at terminprisen skal fungere som instrument for spotprisen. I

³ Dette framkommer slik: Den deriverte av log forbruk mhp. temperaturen er $-0,021 + (0,008 * 1,31) * 10 = -0,1052$. For å finne effekten på forbruket (ikke log av forbruket) må vi ta $e^{(-0,1052)}$, som er 0,900.

de fleste områdene/periodene går en økning på 10 prosent i terminprisen sammen med en økning i spotprisen på rundt 20 pst.

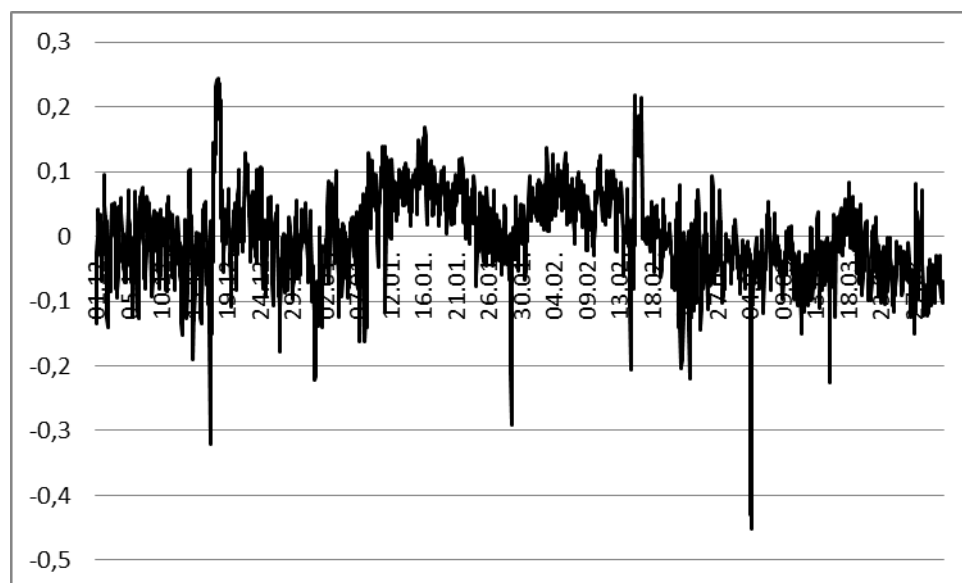
Estimatene på varianser og kovarianser viser at det er en negativ korrelasjon mellom restleddene i forbruks- og prisrelasjonene, jf. korrelasjonskoeffisientene i tabell 3.4 (estimatene på restleddsvariansene og -kovariansene er gjengitt i vedlegg 2). Den negative korrelasjonen betyr ikke at estimatene på modellens parametere er over- eller underestimerte. Det betyr at de uobserverbare forhold som samtidig påvirker forbruksrelasjonen og prisrelasjonen er korrelerte. Feil estimer oppstår bare hvis de uobserverbare forholdene, restleddene, i hver relasjon korrelerer med andre variabler enn de endogene variablene pris og forbruk.

Tabell 3.4 Korrelasjonskoeffisienter mellom modellens to restledd

Område	Koeffisient
Midt-Norge	-0,29
Nord-Norge	-0,31
Sør- Norge 1	-0,33
Sør- Norge 5	-0,13
Sør- Norge 6,7 og 8	-0,05
Sjælland	-0,04
Sverige	-0,11
Finland	-0,27

Figur 3.3 viser utviklingen i restleddene over tid for Midt-Norge, dvs. differansen mellom det faktiske og det predikerte forbruket, der det predikerte er gitt ved summen av de ulike estimerte koeffisientene multiplisert med de tilhørende faktiske variabelverdier. Nivåene på restleddene må ses i sammenheng med nivået på den variabelen som predikeres. Gjennomsnittlig *log forbruk* for Midt-Norge er 7,94. Restleddene må dermed i all hovedsak sies å ligge nært null, og modellen fungere godt. Det er heller ingen tydelig sammenheng mellom ekstreme priser og ekstreme restledd, jf. at fire av de fem mest ekstreme restleddsverdiene (17. og 18.12., 29.01., 15.02. og 04.03.) nås andre dager enn dagene der prisene er ekstreme. Det at ekstremverdiene stort sett er negative tyder på at modelleringen særlig har problem med å fange opp ekstremt lavt forbruk. Ved ikke-parametrisk estimering der polynomgraden er endogen, i stedet for maksimalt tre for prisen slik vi her har spesifisert den, ville modellen antakelig klart å fange opp også slike ekstremverdier. Slik estimering er imidlertid mer ressurskrevende enn det som ligger innenfor rammene av dette prosjektet.

Figur 3.3 **Restleddene - utviklingen over estimeringsperioden for Midt-Norge**



4 Alternative energikilder og kontraktstyper

I dette kapitlet ser vi nærmere på noen aspekter av fleksibiliteten i kraftforbruket, dvs. i hvor stor grad forbrukerne har muligheter for å "unngå" høye kraftpriser. Først ser vi på forbruket av andre energikilder og -teknologier (substitusjonsmuligheter), og deretter på utviklingen i kontraktstyper (insentiver og prissikring).

4.1 Bruk av andre energikilder og -teknologier

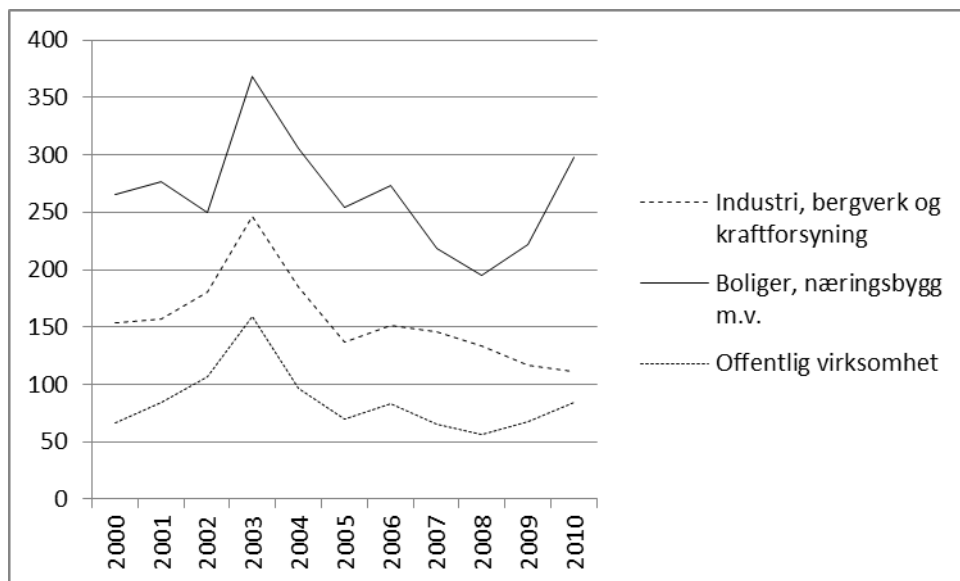
En reaksjon på høyere kraftpriser er å bytte ut (substituere) en del av forbruket med andre energikilder og/eller energiteknologier. Dette krever imidlertid at man har mulighet til dette på kort sikt, og også at man har løpende informasjon om kraftprisen. Alternative energiformer kan være oljefyr, parafin, gass, bioenergi (for eksempel pellets og ved), varmepumper og fjernvarme. På kort sikt er det de fire førstnevnte som kan bidra til å redusere etterspørselen etter elektrisitet, mens varmepumper kan ha motsatt effekt og fjernvarme er en mer langsiktig investering. Grunnen til at varmepumper kan ha motsatt effekt er at de som regel ikke gir tilstrekkelig varme ved lave utetemperaturer, og at man derfor vil ha behov for å komplettere varmepumpen med en annen energikilde som i mange tilfeller er elektriske ovner. Dette kan også være tilfelle i fjernvarmesystemer.

Det kan dermed forventes at høye priser raskt gir seg utslag i økt salg av olje og andre petroleumsprodukter og i biomasse, mens de på lenger sikt kan gi økte investeringer i varmepumper og fjernvarme. Statistikken over bruken av alternative energikilder er imidlertid begrenset, og i de aller fleste tilfeller er kun årlige tall tilgjengelig slik at det ikke er mulig å si noe om tilpasningen på kort sikt.

Olje og andre petroleumsprodukter

For å redusere utslippene fra fossile fyringsprodukt har det blitt iverksatt flere ulike tiltak de siste årene. Forbruket av fyringsoljer og fyringsparafin ble som en følge av dette halvert i perioden 2003-2008. Tall fra SSB og Norsk Petroleumsinstitutt (NP) viser imidlertid at forbruket steg igjen fra 2009, se også figur 4.1. Totalt salg av lette fyringsoljer og fyringsparafin var på 639 millioner liter i 2010, hvilket er en økning med 111 millioner liter eller 21 prosent fra 2009. SSB anslår at høye elpriser i kombinasjon med lave temperaturer var grunnen til denne utviklingen. Salget av lett fyringsolje var imidlertid vesentlig lavere i 2010 enn i 2003, dvs. ved forrige vinter med høye kraftpriser, hvilket sikkert har sammenheng med at det er flere som har faset ut bruken av oljefyr i dette tidsrommet.

Figur 4.1 Salg av lett fyringsolje, 2000-2010, mill. liter

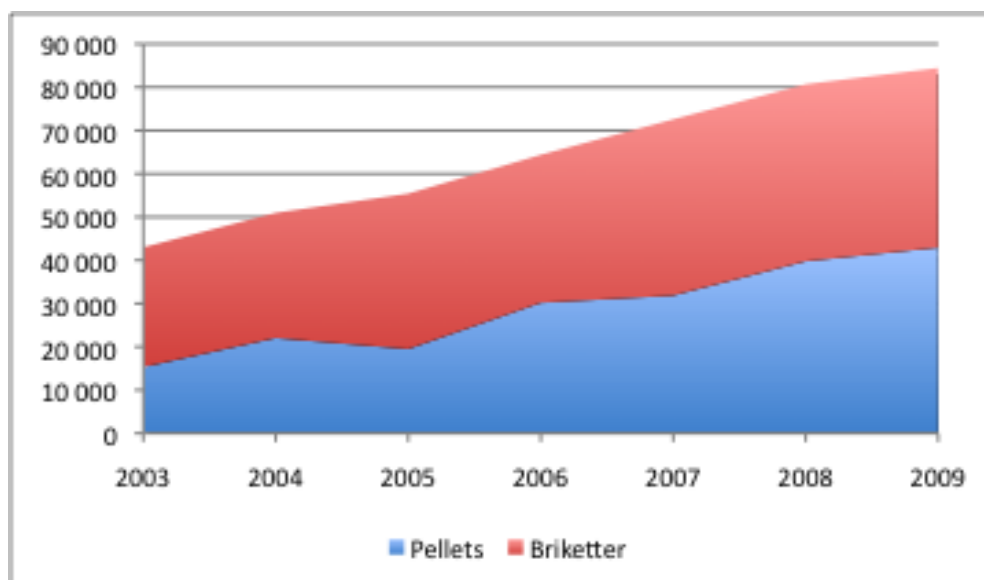


Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt

Ved og biobrensel

Salget av pellets og briketter har økt kraftig siden 2003, hvilket bl.a. kan være en følge av mye oppmerksomhet i media vedrørende kraftprisen. I tillegg er det gitt en god del investeringsstøtte til etablering av produksjonsanlegg, i tillegg til den midlertidige støtten til kjøp av pelletsovner mv. i 2003. Figur 4.2 viser hvordan salget av pellets og briketter har endret seg i perioden 2003-2009. I form av nyttiggjort energi utgjorde pellets og briketter omtrent 0,3 TWh i 2009, dvs. 0,2 prosent av totalt stasjonært energiforbruk (152 TWh i 2009).

Figur 4.2 Salg av pellets og briketter til norske kunder, 2003-2009. Tonn



Kilde: Nobio

Ifølge SSB økte vedforbruket noe fra 2008 til 2009, men det har ikke vært noen markant endring i dette forbruket siden 2006. Vedforbruket i boliger og fritidsboliger tilsvarte knappe 4 TWh i 2009.

Varmepumper

Salget av varmpumper økte markant etter vinteren 2002/2003, som også var preget av høye kraftpriser. I 2001 ble det solgt drøye 6.000 varmpumper, mens det i 2009 ble solgt 83.000. Den beregnede energibesparelsen fra varmpumper var i 2009 874 GWh. Novap oppgir at omtrent 500.000 boliger har installert varmpumpe (www.novap.no), og hvis en antar at disse i prinsippet er eneboliger betyr det at over 40 prosent av alle eneboliger har en varmpumpe.⁴

Varmepumpene kan bidra til å redusere den totale etterspørselen etter energi. Dersom varmpumpene erstatter elektrisk oppvarming, reduseres kraftforbruket, men hvis det er andre energiformer som blir erstattet vil de bidra til økt kraftforbruk (ettersom varmpumpene drives av elektrisitet). Tall fra SSB viser at det ikke er noen entydig energigevinst for boliger med varmpumpe (Heidenstrøm, 2010). Husholdningene reduserer som regel bruken av vedfyring ettersom en varmpumpen er lettere å bruke og gir en jevnere varme. I tillegg kan varmpumper gi en økt grad av komfort i og med at den både kan brukes til oppvarming og nedkjøling av boligen, dvs. at kraftforbruket øker på sommeren. Noe kan også skyldes en såkalt komfort- eller rebound-effekt, dvs. at noe av gevinsten ved lavere energikostnad tas ut i økt innetemperatur.

Som nevnt over, vil varmpumpene også ha begrenset effekt på forbruket ved lave temperaturer ettersom de aller fleste ikke klarer å opprettholde ønsket innetemperatur i slike tilfeller. Mange brukere vil da supplere varmpumpen med elektriske ovner.

Fjernvarme

Forbruket av fjernvarme var 3,3 TWh i 2009, hvilket er en økning på 13 prosent sammenlignet med 2008. Fra 1991 har bruken økt med 275 prosent.

Tjenesteytende næringer stod for drøyt 67 pst av fjernvarmeforbruket i 2009, mens husholdninger stod for drøye 20 prosent og industri resten. Utviklingen av fjernvarme er i stor grad styrt av politiske mål og virkemidler (herunder investeringsstøtte til bygging av produksjonsanlegg og infrastruktur). Den enkelte husholdning har som regel ikke noe valg om å tilknytte seg fjernvarme eller ikke, mens næringskunder i større grad kan velge selv. Hvis fjernvarme er et tilgjengelig alternativ kan det ikke utelukkes at hyppig forekommende episoder med høye priser kan påvirke næringsbygg til å vurdere/velge fjernvarme.

Som for varmpumper kan det ved svært lave temperaturer være behov for å komplettere fjernvarmen med andre energikilder, og som i noen tilfeller vil være elektrisitet.

4.2 Kontraktstyper

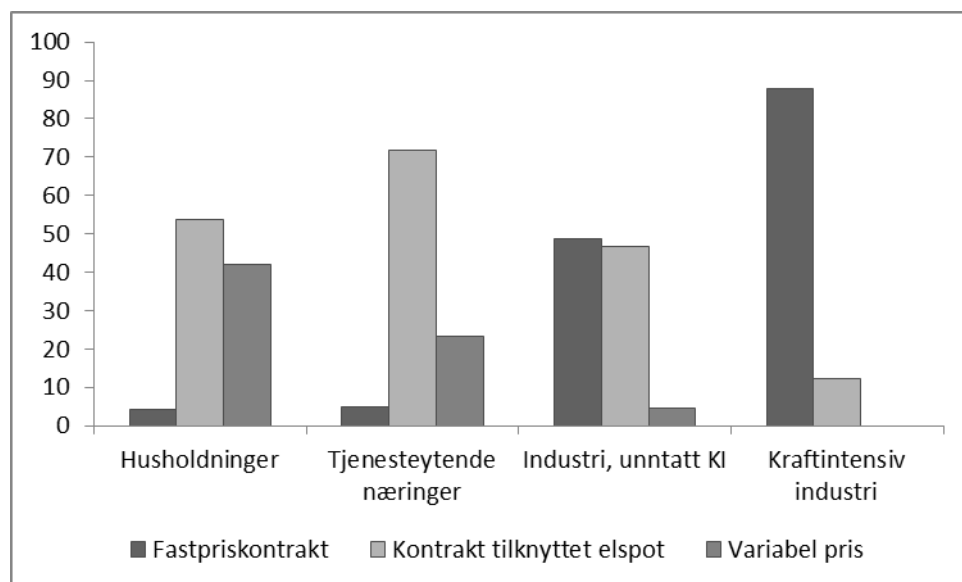
Hvilke insentiver og muligheter sluttbrukerne har for å reagere på endringer i prisen avhenger i stor grad av hvilken type kontrakt man har med kraftleverandøren, og hvilke alternative oppvarmingsmuligheter man har. For eksempel vil forbrukere som har avtale om fast strømpris for en gitt periode ikke bli stilt overfor prisendringer innenfor denne perioden, og vi vil dermed ikke vente noen etterspørselsreaksjon på disse

⁴ Ifølge SSB er det 1,2 millioner eneboliger i Norge, se www.ssb.no

endringene. Annerledes stiller det seg for forbrukere som har kontrakter med basert på markedspris (elspotpris) med påslag eller kontrakter med standard variabel pris. I tillegg er det å vente at kortsiktige prisendringer slår ut sterkere der faktureringen er basert på timemåling og -avregning enn der det benyttes månedlige gjennomsnittsprofiler (JIP).

Figur 4.3 viser fordeling av kontraktstyper per 1. kvartal 2010, som er en sentral periode i denne analysen. Som vi ser av figuren er kontrakter tilknyttet elspotprisen den dominerende kontraktsformen for husholdninger og tjenesteytende næringer. Isolert sett taler dette for en høy priselastisitet, men ettersom kraftforbruket bare avregnes en gang per måned har disse brukerne mindre insentiver til å reagere på kortsiktige prisendringer. Industrien, og da særlig kraftintensiv industri, bruker i større grad fastpriskontrakter. En del bedrifter innen kraftkrevende industri som har fastpris-kontrakter, kan imidlertid selge kraften tilbake i markedet og har derfor insentiver til å reagere på pris (se også kapittel 5). Fleksibiliteten innenfor denne gruppen varierer altså, men i gjennomsnitt kan de være mer prisfølsomme enn fastpris-husholdninger.

Figur 4.3 Fordeling av kontraktstyper. 1. kvartal 2010, prosent

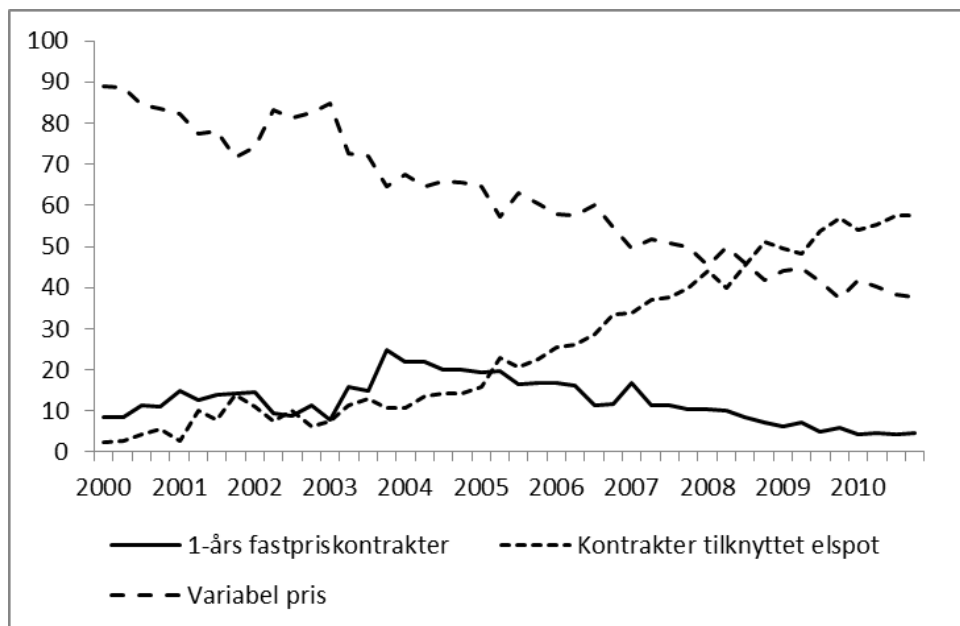


Kilde: SSB

Utvikling i kontraktstyper

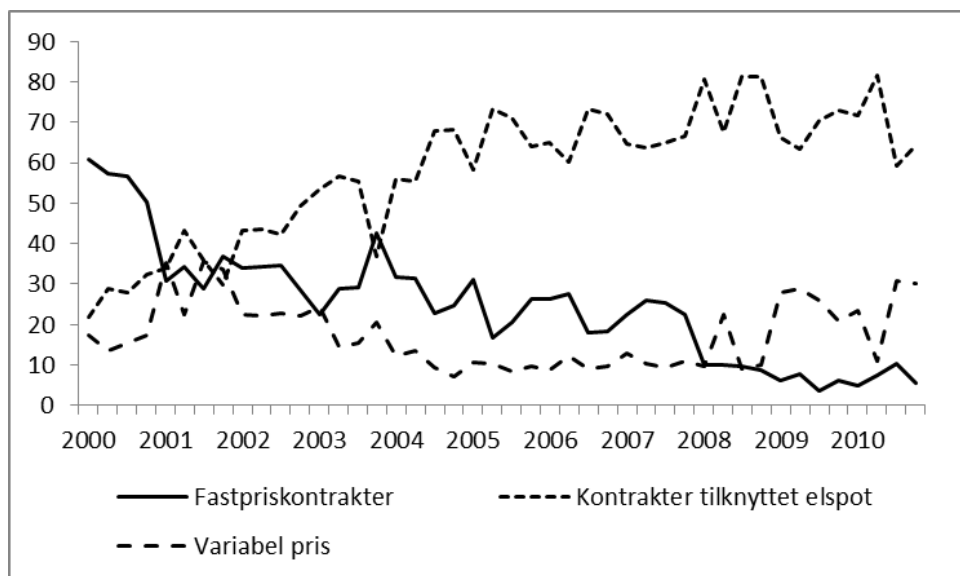
Som nevnt er en måte å sikre seg mot høye kraftpriser er å bytte til et fastpriskontrakt. Husholdninger og tjenesteytende næringer benytter imidlertid i liten grad denne muligheten, se figur 4.3. Det kan være interessant å se på utviklingen i kontraktstyper siden 2003 for å se om perioder med høye kraftpriser får brukerne til å skifte over til fastpriskontrakter. I figur 4.4-4.7 vises utviklingen i ulike kontraktstyper for hhv. husholdninger, tjenesteytende næringer, industri unntatt kraftkrevende industri og kraftkrevende industri.

Figur 4.4 Kontraktstyper i husholdninger, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter

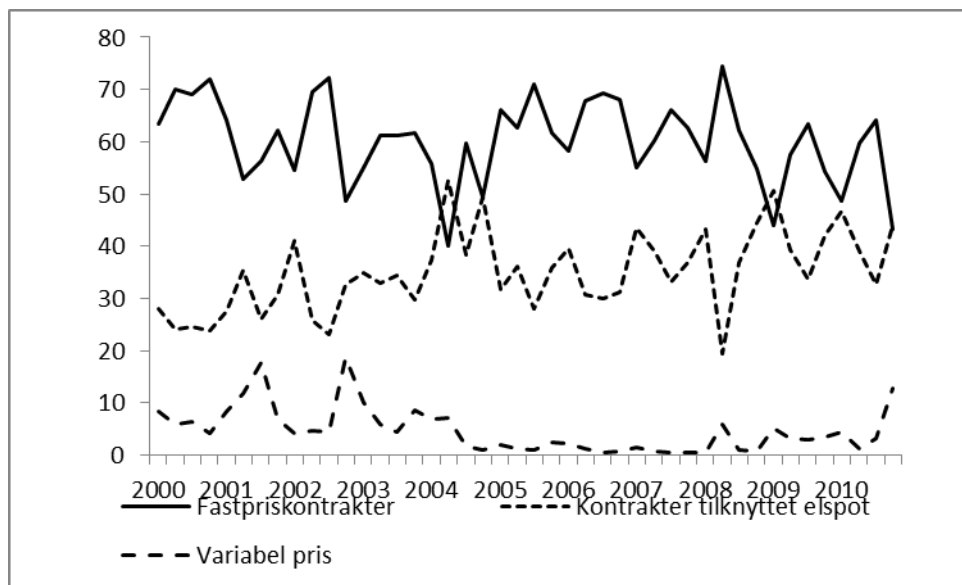


Kilde: SSB

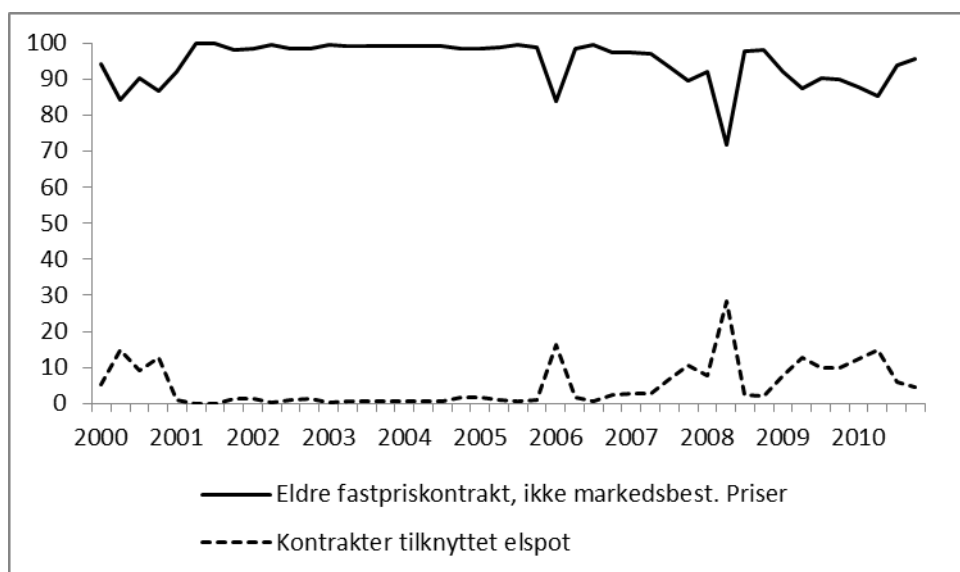
Figur 4.5 Kontraktstyper i tjenesteytende næringer, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter



Kilde: SSB

Figur 4.6 Kontraktstyper i industri unntatt kraftkrevende industri, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter

Kilde: SSB

Figur 4.7 Kontraktstyper i kraftkrevende industri, 2000-2010. Andel av samtlige kontrakter

Kilde: SSB

For husholdninger viser figur 4.4 at det etter vinteren 2003 var en økning i andelen fastpriskontrakter, men at det etter 2004 har vært en stadig nedgang i andelen slike kontrakter. Det ser heller ikke ut til at kraftprisene vinteren 2009/2010 har hatt noen betydning for valg av kontraktstype. Kontrakter knyttet til elspotprisen, som er det vanligste alternativet, gjør isolert sett husholdningene mer sårbare overfor høye kraftpriser, men de nyter også godt av lavere spotpriser. Som oftest gir denne type kontrakt en lavere årlig elektrisitetskostnad, men i 2010 betalte husholdninger med elspotkontrakter i gjennomsnitt mer for kraften enn husholdninger med fastpriskontrakter (SSB, 2011). Så lenge kraftforbruket kun avleses en gang per måned vil ikke heller de med elspotkontrakter være direkte eksponert for pristopper – gitt at disse pristoppene er kortvarige vil de kun gi marginale utslag på gjennomsnittlig månedspris.

For tjenesteytende sektor minner bildet i stort om utviklingen i husholdningene, en svak økning i fastpriskontrakter i 2003, men etter det en stadig reduksjon. Her har det imidlertid vært en marginal økning i fastpriskontrakter i 2010, hvilket kan bety at noen har ønsket å sikre seg mot den type pristopper som man opplevde vinteren 2009/2010.

For industrien er det vanskelig å se noe klar trend i utviklingen, men for både "vanlig" industri og kraftkrevende er fastpriskontrakter den dominerende kontraktstypen og har vært det i prinsippet hele perioden.

4.3 Vurdering

I løpet av de siste 10 år, og kanskje spesielt siden forrige vinter med høye priser (2003) har det vært en økning i tilgangen til alternative energikilder og -teknologier. Dette taler isolert sett for at forbrukerne er blitt bedre rustet til å takle pristopper. Samtidig utgjør fortsatt disse energikildene og -teknologiene en forholdsvis begrenset del av totalt oppvarmingsbehov, og det er sannsynligvis fortsatt mange forbrukere som ikke har noe reelt alternativ til elektrisitet.

Samtidig har andelen fastpriskontrakter i husholdningene og tjenesteytende næringer gått ned, hvilket isolert sett taler for at forbrukerne i disse sektorene er blitt mer følsomme for pristopper.

5 Forbruk i kraftkrevende industri

Kraftkrevende industri står for omtrent 1/3 av det innenlandske stasjonære energiforbruket (48 TWh av 152 TWh i alt). Drøye 70 prosent av energiforbruket i denne industrien består av kraft. Kraftkrevende industris tilpasning ved pristopper har derfor stor betydning for forbruket av kraft og dermed også prisen.

5.1 Generelt om forbruk og fleksibilitet i kraftkrevende industri

Som vist i figur 2.1 er over 85 prosent av kraftkontraktene i denne industrien langsiktige fastpriskontrakter, uten kopling til markedsprisen. Isolert sett betyr det at denne industrien ikke skulle reagere på høye kraftpriser i noen særlig grad. Samtidig har mange av bedriftene mulighet for å redusere eget forbruk og videreselge kraften ved tilstrekkelig høye priser – dvs. når alternativverdien av kraften er høyere enn alle kostnadene knyttet til produksjonsreduksjon. Kostnader knyttet til redusert produksjon er dels den direkte reduksjonen i netto produksjonsinntekt og eventuelle oppstarts-kostnader, men også mer indirekte kostnader, for eksempel forpliktelser overfor kunder og markedsrespons (omdømme).

Det varierer imidlertid hvorvidt kraftforbruket i den kraftkrevende industrien er fleksibelt eller ikke. I noen næringer er det mulig å stoppe eller redusere kraftforbruket for en kort periode, mens andre næringer ikke har denne muligheten grunnet svært høye oppstartskostnader etter en produksjonsstans.

Tall fra Econ (2003) viser at det er ferrolegeringsindustrien som har størst fleksibilitet når det gjelder mulighetene for å stoppe produksjonen, mens treforedling (papirmasse, papir og papp) har middels fleksibilitet og aluminiumsindustrien svært begrensede muligheter. Samtidig har aluminiumsindustrien i de senere år gjennomført tiltak som gjør det mulig med kortere produksjonsstans på 1-2 timer, hvilket kan være viktig ved etterspørselstopper.

Noe av den kraftkrevende industrien har elektrokjeler med mulighet til å velge en annen energibærer enn elektrisitet. Disse er en del av "kjelmarkedet", dvs. kraftforbruk med "uprioritert overføring" eller "utkoblbare overføring". Det finnes flere typer kontrakter mellom kunde og netteier, som varierer fra nettselskap til nettselskap. Kundene i kjelmarkedet har ofte en eller flere typer brenselstørst reserve, de kan skifte om til gass eller biobrensel, eller stanse forbruket uten å benytte alternativ brensel. Kraftforbruket i kjelmarkedet har ligget på mellom 3 og 10 TWh/år i perioden 2000-2007, med store årlige variasjoner som samsvarer med nedbørsituasjonen.

Kjelmarkedet innebærer to typer av fleksibilitet i kraftmarkedet:

- Nettselskapet kan beordre utkobling i en akutt situasjon.
- Kunden veksler over til alternativt brensel dersom kraftprisen blir for høy relativt til annet brensel.

Utvikling i energiforbruket

På grunn av finanskrisen i 2009 ble både produksjonen og energibruken redusert forholdsvis kraftig sammenlignet med 2008. I metallindustrien falt produksjonen med over 20 prosent ifølge SSB.

For industrien totalt sett ble det brukt 8.570 GWh mindre innkjøpt kraft i 2009 enn i 2008, tilsvarende en nedgang på 17 prosent. Kraftforbruket i kraftkrevende industri og treforedling ble redusert med nærmere 18 prosent.

5.2 Industriens reaksjoner på pristoppene

Som nevnt er den forbruksstatistikken vi har brukt ikke fordelt etter brukergrupper, dvs. at vi ikke har hatt tilgang til timesdata for kraftforbruket i kraftkrevende industri. For å få en oppfatning av hvordan disse bedriftene reagerte på de spesifikke pristoppene vinteren 2009/2010 og hvordan dette eventuelt har påvirket deres strategier for å sikre seg mot høye strømpriser har vi gjennomført en spørreundersøkelse blant et utvalg bedrifter i kraftkrevende industri. Spørreskjema er gjengitt i vedlegg 4.

Skjema ble sendt ut til i alt 29 bedrifter (hvilket tilsvarer 43 produksjonsanlegg ettersom flere bedrifter har flere anlegg), og vi fikk svar fra totalt 21 bedrifter (34 anlegg), dvs. en svarprosent på 72 prosent (79 prosent). Alle respondenter har imidlertid ikke svart på alle spørsmål, for eksempel er det begrenset med svar knyttet til reaksjonene på pristoppene og tilgang til alternative energikilder. Resultatene fra spørreundersøkelsen bør derfor tolkes med forsiktighet.

Knappe halvparten (10) av bedriftene som har besvart spørreundersøkelsen er lokalisert i prisområde 3 (Midt-Norge) eller 5 (Nord-Norge), dvs. de prisområder som hadde de kraftigste pristoppene. Det er imidlertid få som har oppgitt at de reagerte på disse pristoppene, se tabell 5.1, dvs. at flertallet enten har svart "ingen reaksjon" eller ikke har svart på spørsmålet overhode. Ifølge en av respondentene reagerte man ikke pga høy andel kraftkontrakter og strenge forpliktelser overfor kunder. De som ikke har oppgitt noen reaksjon på disse pristoppene har stort sett en høy andel av kraftforbruket dekket av fastpriskontrakter, eller har spotpriskontrakter med finansiell sikring. Samtidig har en av respondentene, med spotpriskontrakt, svart at kraftprisene utgjør en mindre del av de variable kostnadene og at det dermed sjelden lønner seg å stoppe produksjonen pga høye kraftpriser.

Tabell 5.1 Kraftkrevende industris respons på pristopper vinteren 2009/2010

Reaksjon	Dato		
	17. desember	8. januar	22. februar
Antall bedrifter berørt	10	10	10
Byttet til annen energikilde			
Antall bedrifter	1	1	1
Type energikilde	Olje	Olje	Olje
Reduserte produksjonen			
Antall bedrifter	2	4	3
Antall timer	5-24	1-24	1-12
Solgte tilbake kraft			
Antall bedrifter	1	1	0
Totalt solgt mengde, MWh	80	190	
Ingen reaksjon ¹			
Antall bedrifter	7	5	6

¹ omfatter også bedrifter lokalisert i de berørte prisområdene som svarte at de ikke ble berørt av pristoppene

Det var samme bedrift som byttet til oljekjel ved alle tre pristoppene, de samme fire bedriftene som reduserte produksjonen ved minst to av pristoppene og den samme bedriften som solgte tilbake kraft (og da selvsagt i kombinasjon med redusert produksjon).

Vi spurte videre bedriftene om kontraktstype og hvorvidt man hadde endret kontraktstype i 2010. I november 2009 hadde 5 av bedriftene kun fastpriskontrakt, 12 både fastpris- og spotpriskontrakt og 4 kun spotpriskontrakter (2 bedrifter har ikke oppgitt kontraktstype). I november 2010 var det kun en av bedriftene som hadde endret kontraktstype, fra å kun ha en fastpriskontrakt til å dekke halvparten av kraftforbruket med fastpriskontrakt og halvparten med spotpriskontrakt; begrunnet med en felles strategiendring for hele konsernet som bedriften var en del av.

Når det gjelder mulighetene for å redusere/stoppe produksjonen og eventuelt videre-selge kraften er det flere som oppgir at man har den muligheten, men at man ikke har benyttet seg av den de siste årene. Dette på grunn av at kraftprisene ikke har vært tilstrekkelig høye for at dette ville lønne seg, se også drøfting ovenfor om når det lønner seg for en bedrift å stoppe produksjonen.

De estimerte høye priselastisitetene ved pristoppene gir imidlertid en indikasjon på at kraftkrevende industri reduserte energiforbruket forholdsvis kraftig og eventuelt solgte tilbake kraft, men dette bekreftes ikke av spørreundersøkelsen. Dette kan skyldes at de som faktisk reagerte på denne måten ikke har besvart spørreskjema, eller bevisst eller ubevisst feilrapportering hos de som har besvart. Hvorvidt priselastisiteten skyldes tilpasninger i industrien eller andre forhold er det ikke mulig å fastslå basert på vårt datamateriell.

5.3 Strategier for å sikre seg mot høye kraftpriser

Bedriftene kan bruke forskjellige strategier for å sikre seg mot høye kraftpriser, i den grad dette oppleves som et problem. I tillegg til fastpriskontrakter er det muligheter for å bruke forskjellige former for hedging (sikring) i det finansielle kraftmarkedet.

Risikosikring på det finansielle kraftmarkedet

Nord Pool-børsen er markedsplassen og clearinghuset for fysiske og finansielle kraftkontrakter i det nordiske kraftmarkedet. For å redusere risikoen knyttet til prisendringer i det fysiske markedet kan aktørene benytte seg av det finansielle markedet. Aktørene kan endre risikoeksponeringen etter behov og prissikre fremtidig forbruk (eller produksjon) ved å handle i forskjellige kraftderivater. Med andre ord kan de hedge strømprisen. I dette markedet skjer det ingen fysisk levering av kraft mellom aktørene, transaksjonene er kun finansielle. Det innebærer at det ikke oppstår noen tekniske begrensninger eller flaskehalser med tanke på begrensninger i strømnettet.

Alle kontrakter i dette markedet er finansielle og innebærer ingen fysisk leveranse av strøm. Kontraktene kan kombineres på ulike måter avhengig av for eksempel risiko-profil. Referanseprisen for det finansielle markedet settes av systemprisen for det nordiske markedet. Gjennom handel i kraftderivater kan aktørene hedge kjøp og salg av kraft opp til fire år frem i tid. Derivatene som handles på Nord Pool er

- Futures (for kort sikt)
- Forwards (for lengre sikt)
- Opsjoner

Den faktiske, leveringsprisen bestemmes av den lokale områdeprisen, som avviker fra systemprisen hvis det forekommer flaskehalser i leveringsnettet. Gjennom å bruke en *Contract for Difference* (CfD) kan aktøren sikre seg mot prisrisiko i leveringsperioden. En slik sikring gjøres ved å kjøpe ønsket volum via en forwardkontrakt og deretter sikre prisforskjellen for samme periode og volum ved å benytte en CfD. Til slutt fullfører man sikringen ved å kjøpe eller selge kraft i det området motparten tilhører (Nord Pool, 2008).

Sikringsstrategier

Vi spurte bedriftene om hvilken strategi man brukte for å redusere risikoen for høye kraftpriser (dvs. sikre innkjøp av kraft til rimelige priser) og hvorvidt man hadde endret strategien de siste årene.

På spørsmål om strategier for å sikre innkjøp av kraft svarer bedriftene:

- Bruk av sikringer i det finansielle kraftmarkedet: 7 bedrifter har svart at man bruker denne muligheten
- Redusert uttak og salg av kontraktskraft ved priser som gir marginaltap for marginalproduksjon hvis dette er mulig i forhold til kundeforpliktelser: 2 bedrifter svarer at dette er en del av strategien.
- Ønske om å sikre over halvparten av energibehovet i bilaterale langsiktige kontrakter: Dette er et ønske som flere bedrifter har.

Det er 5 respondenter som oppgir at man har endret strategi det siste året, og da i retning av at man ønsker å få en større andel av forbruket dekket av langsiktige fastpriskontrakter.

Samtidig gir noen respondenter uttrykk for at det ikke nødvendigvis er de høye prisene i seg selv som er problemet, men heller den store volatiliteten i kraftmarkedet som gir lite forutsigbarhet. Et annet problem er at mens det er mulig å få fysiske fastpriskontrakter på 10 år eller mer er det per i dag ikke mulig å sikre seg lenger enn fire år i det finansielle kraftmarkedet (dvs. at forwardkontrakter har en begrensning frem i tid på fire år). Gitt at det hadde vært mulig å sikre seg i det finansielle kraftmarkedet i 20-30 år, til en fornuftig markedspris, er det mulig at det hadde vært attraktivt for flere bedrifter å ha en større andel av kraftforbruket på spotpriser.

6 Konklusjoner

I dette kapitlet svarer vi på de fire problemstillingene som ble presentert i innledningen.

Var forbrukerne godt forberedt på å takle ekstreme pristopper i forkant av vinteren 2009/2010?

I løpet av de siste 10 år, og kanskje spesielt siden forrige vinter med høye priser (2003) har det vært en økning i tilgangen til alternative energikilder og –teknologier. Dette taler isolert sett for at forbrukerne er blitt bedre rustet til å takle pristopper. Samtidig utgjør fortsatt disse energikildene og –teknologiene en forholdsvis begrenset del av totalt oppvarmingsbehov, og det er sannsynligvis fortsatt mange forbrukere som ikke har noe reelt alternativ til elektrisitet. Videre består en del av denne overgangen av varmegjenvinnere og fjernvarme, hvor det er behov for å komplettere systemet med annen oppvarming ved lave temperaturer. Hvis dette komplementet er elektriske ovner vil disse brukerne fortsatt være sårbare overfor pristopper ettersom lave temperaturer som regel gir høyere kraftpriser.

Samtidig har andelen fastpriskontrakter i husholdningene og tjenesteytende næringer gått ned, hvilket isolert sett taler for at de er blitt mer følsomme for pristopper.

Både kraftkrevende og annen industri har en høy andel fastpriskontrakter og i tillegg er det mange som sikrer spotpriskontraktene gjennom det finansielle markedet. Dette betyr at industribedriftene er godt forberedt på å kunne takle ekstreme pristopper, men på den andre siden gjør dette at de har få insentiver til å redusere kraftforbruket i slike situasjoner.

Hvordan ble de påvirket av pristoppene?

Den økonometriske modellen åpner for at forbrukernes atferd ved ekstreme priser avviker fra atferden i mer normale perioder gjennom å estimere egne tillegg til priselastisitetene for hver av de tre dagene med ekstremt høye priser i de områdene som hadde slike topper. Analysen viser klart at kkt pris gir en sterkere reduksjon i forbruket ved ekstreme priser enn når prisene er mer normale. Det betyr at tillegget til den gjennomsnittlige priselastisiteten er negativt. Dette er tilfelle for alle prisområdene, men ikke nødvendigvis for alle de tre pristoppene – for noen er tillegget ikke signifikant forskjellig fra null.

Som et eksempel på prisfølsomheten ved svært høye priser, kan vi se på Midt-Norge den 22. februar. Prisfølsomheten samvarierer klart med prisen, og er størst når prisene er høyest. Aller høyest var den i formiddagstimen, rundt 0,5. Denne dagen økte prisen i Midt-Norge fra 3.367 kr/MWh til 8.001 kr/MWh i løpet av timen mellom kl. 6 og kl. 7, dvs. med om lag 240 prosent. Med den prisfølsomheten modellen faktisk estimerer i denne timen, og som er lik 0,29, skulle reduksjonen i forbruket vært hele 70 prosent – i løpet av én time. Sett at prisfølsomheten da var 0,5, slik den er estimert til noen timer senere, ville dette gitt en reduksjon i forbruket med 120 prosent. Dette resultatet synes imidlertid ikke særlig realistisk, og må nok ses som et eksempel på at modellen fungerer bedre i periodene med mindre ekstreme priser.

For vinteren sett under ett, dvs. også i de mer normale periodene, viser analysene at en økt spotpris på elektrisitet har en dempende virkning på forbruk – om enn ikke i

samtligte områder. Sterkest er den dempende virkningen i Sørøst-Norge i perioden 11.01.-14.03. og på Vestlandet i siste periode av mars samme år. Elastisitetene (prosentvis reduksjon i forbruk som følge av 1 pst høyere spotpris på kraft) er gjennomgående lave i tallverdi, noe som innebærer at det må sterke prisøkninger til for å bremse forbruket.

For å skaffe bedre grunnlag for konklusjonene knyttet til prisfølsomheten, kan det være av stor verdi å analysere et datamateriale hvor en kan skjelne mellom ulike brukere av kraft og de kontrakter de har med kraftleverandørene. I det materialet vi har analysert er alle brukere slått sammen. Det betyr at de regioner hvor forbruket domineres av kraftkrevende bedrifter med langsiktige priskontrakter blir det totale kraftforbruket mindre følsomt overfor endringer i spotpriser, gitt at kraft ikke videreselges. Ved videresalg av kraft fra kraftkrevende industribedrifter når prisene er høye vil dette isolert sett bidra til økt prisfølsomhet, på den annen side vil mer kraft tilført markedet dempe prisøkningen og forbruksreduksjonene i alminnelig forsyning blir mindre enn de ellers ville ha blitt. Omfanget av og atferden til kraftkrevende industribedrifter kan variere over tid og mellom områder. Denne variasjonen kan ha påvirket resultatene våre. Spørreundersøkelsen tyder imidlertid på at det vinteren 2009/2010 var få bedrifter som benyttet seg av muligheten til å selge kraft. Det ser mer ut til at kraftkrevende industri i liten grad reagerte på pristoppene, hvilket muligens kan forklares med en høy andel fastpriskontrakter.

Analysene viser for øvrig også at kraftmarkedet reagerer med til dels kraftige spotprisøkninger i Nord-Norge, Midt-Norge, Vest-Danmark, Sverige og Finland ved økt forbruk. Økte forventete fremtidige priser har også en kraftig positiv virkning på spotprisene.

Var reaksjonene på de høye prisene sterkere ved de to siste anledningene enn ved den første?

Høye priser kan påvirke forbrukernes atferd også ut over den umiddelbare responsen, for eksempel i form av at de lærer seg hva som er en hensiktsmessig atferd, og bruker denne læringen ved senere anledninger med høye priser.

Resultatene viser klart, for alle prisområdene med pristopper unntatt Nord-Norge, at kraftforbruket reagerte mer negativt på den siste pristoppen, dvs. 22.2., enn på de to første, dvs. 17.12. og 8.1. Det er altså tegn til en læringseffekt, i den forstand at forbrukerne etter de to første periodene med ekstrempriser reagerer sterkere når det samme skjer på nytt. Imidlertid inntreffer denne effekten altså gjennomgående først etter to perioder, med unntak for Finland, der reaksjonene både 22.2. og 8.1. var signifikant sterkere enn 17.12.

Er strategiene for kjøp og hedging av kraft endret etter denne vinteren?

Kraftkrevende industri (og andre store kraftforbrukere) har to muligheter for å sikre kraftprisen, dels gjennom fysiske fastpriskontrakter og dels gjennom finansielle kraftkontrakter. Fysiske fastpriskontrakter er fortsatt den dominerende kontraktstypen i industrien. Det er imidlertid flere bedrifter som bruker en blanding av fastpriskontrakt og spotpriskontrakt. Vår spørreundersøkelse blant kraftkrevende industri viser at for den delen av kraftforbruket som dekkes av spotpriskontrakt er det mange bedrifter som

benytter seg av sikring i det finansielle markedet. Vi kan imidlertid ikke si om andelen som bruker dette har økt de siste årene.

Kun en $\frac{1}{4}$ av de som har besvart spørreundersøkelsen (hvilket tilsvarer omtrent halvparten av kraftkrevende industri) oppgir at man har endret strategi for kjøp og sikring av kraft det siste året. De som oppgir at de har eller vil endre strategien oppgir at grunnen er at man ønsker å få en større andel av forbruket dekket av langsiktige fastpriskontrakter, for på den måten unngå den store volatiliteten i kraftmarkedet. Høye kraftpriser er selvsagt et problem for mange bedrifter, men for mange er det viktigere med stabile priser enn at de nødvendigvis er veldig lave.

Referanser

Econ (2003): Tørrår i Norden: Sank forbruket i Norge? ECON notat 3/03.

Econ (2007): Energiloven og energieffektivisering. ECON rapport 2007-071.

Grammeltvedt, T. E., T. A. Johnsen, A. S. Ravndal Risnes, F. E. Ljåstad Pettersen og M. Ø. Willumsen (2010): Vinterens kraftsituasjon – 2009/2010, Kvartalsrapport for kraftmarkedet 1. kvartal 2010, NVE-rapport nr. 10/2010,

Heidenstrøm (2010): A secret success? Arbeidspakke 1 – Validering av data. SIFO Prosjektnotat nr. 6,

NordPool (2009): The Nordic Power Market, <http://www.nordpoolspot.com/> [Nedlastet 07.februar 2011]

Nord Pool (2008): Trade at Nord Pool ASA's financial market, <<http://www.NordPool.com/Documents/Communications/Publications/Product%20reports/ReportFM.pdf>> [Nedlastet 07.februar 2011]

Vedlegg 1 Data

Dette avsnittet gjør rede for datamaterialet som er brukt i analysene av kraftforbruket gjennom kuldeperiodene og sammenhengen mellom forbruk og pris i kapittel 3.

Forbruks- og prisdata er hentet fra NordPool Spot, og måles i MWh og kr/MWh der ikke annet er spesifisert. Dette er i utgangspunktet data per time, og i hovedsak er det også slik de brukes i rapporten, men forbruk regnes om til samlet forbruk per dag der dette anses å gi et mer oversiktlig bilde. Prisen er i utgangspunktet oppgitt i Euro, og er regnet om til NOK ved bruk av daglige valutakurser hentet fra Norges Banks hjemmeside. I estimeringen er prisene dividert med konsumprisindeksen, hentet fra Statistisk sentralbyrås hjemmeside.

Temperaturdata er hentet fra Meteorologisk institutt (eKlima), Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut, Danmarks Meteorologiske Institut og Finnish climate centre. For Norge og Finland fikk vi timesdata, mens vi for Danmark og Sverige fikk temperaturene kun for hver tredje time; disse er i datasettet gjort om til å være konstante i tretimersintervallene. Som for pris og forbruk brukes i hovedsak timesdata, men med dagsdata der dette anses mer hensiktsmessig.

For å få et bilde av temperaturene i hvert prisområde sett under ett, brukes temperaturene for flere byer innenfor hvert område, der byene vektas (omtrentlig) iht. befolkningsstørrelse, geografisk beliggenhet og industrietthet innenfor det området de er ment å dekke. Følgende byer og vektas er brukt:

- N01 tom. 10.01.: Oslo (.5), Bergen (.2), Lillehammer (.1), Stavanger (.1), Kristiansand (.1)
- N01 11.01.-14.03.: Oslo (.8), Lillehammer (.1), Fredrikstad (.05), Drammen (.05)
- N02 11.01.-14.03.: Stavanger (.33), Kristiansand (.33), Bergen (.33)
- N01 fom. 15.03.: Oslo (.8), Lillehammer (.1), Fredrikstad (.05), Drammen (.05)
- N02 fom. 15.03.: Kristiansand (1)
- N05 fom. 15.03.: Bergen (1)
- N03: Trondheim (.7), Ålesund (.2), Namsos (.1)
- N04: Tromsø (.4), Bodø (.2), Alta (.1), Harstad (.1), Mo i Rana (.1), Vardø (.1)
- Sverige: Stockholm (.4), Göteborg (.2), Malmö (.1), Karlstad (.1), Sundsvall (.1), Umeå (.05), Älvsbyn (.05)
- Danmark 1: Ålborg (1)
- Danmark 2: København (1)
- Finland: Helsinki (.4), Tampere (.2), Turku (.1), Rovaniemi (.1), Kokkola (.1), Kuopio (.1)

Tabell 1 Forbruk, pris og temperatur, vinteren 2009/2010

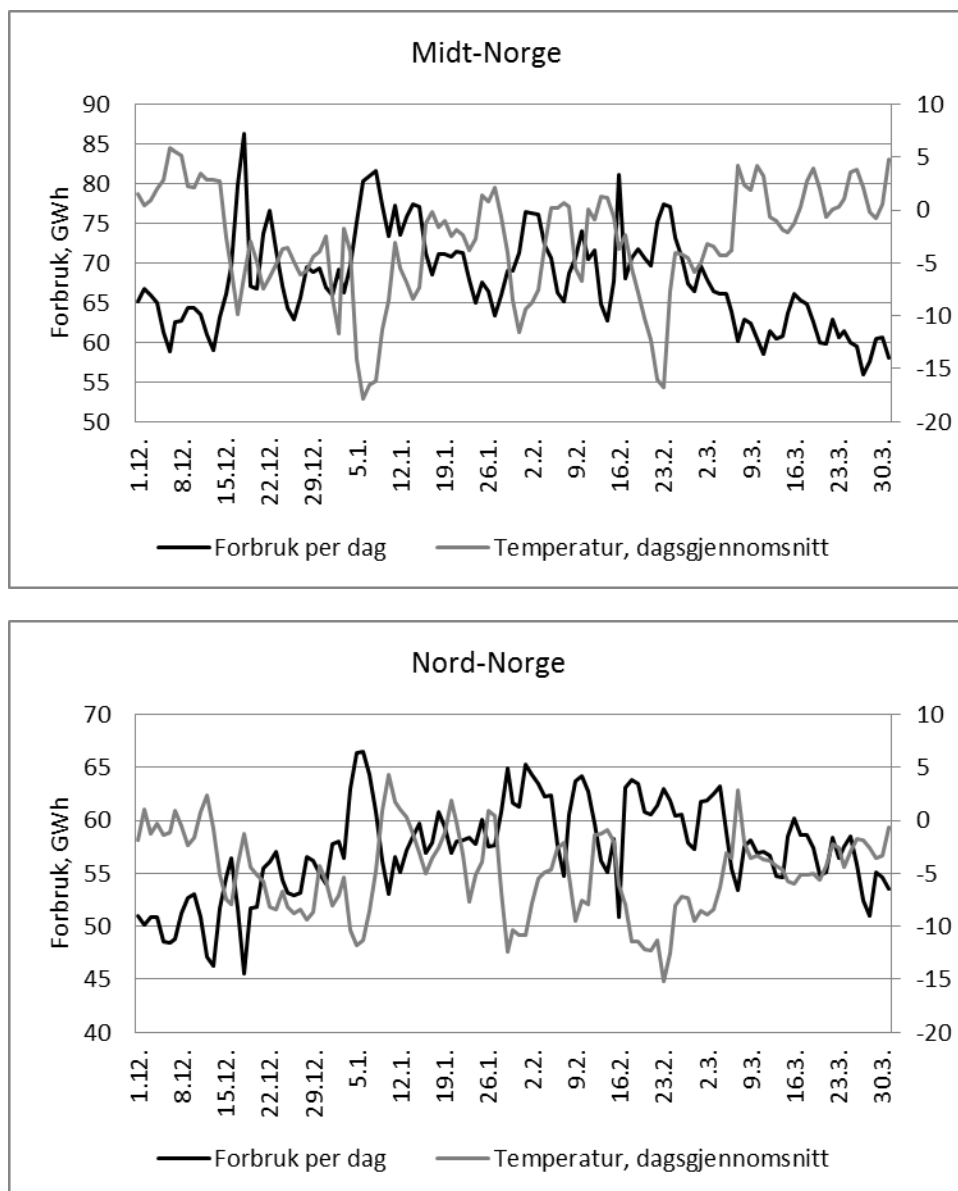
Område	Obs	Forbruk (MWh)		Pris (NOK/MWh)		Temperatur	
		Gj.snitt	St.avvik	Gj.snitt	St.avvik	Gj.snitt	St.avvik
Sør-Norge 1.12.-10.01., N01	984	13 631	1 796	331,1	39,7	-4,8	6,3
Sørøst-Norge 11.01.-14.03., N01	1512	6 845	815	554,9	192,8	-5,6	4,3
Sørvest-Norge 11.01.-14.03., N02	1512	6 924	729	441,5	62,2	-1,9	3,4
Sørøst-Norge 15.03.-31.03., N01	408	5 001	550	409,2	42,2	2,1	2,0
Sørvest-Norge 15.03.-31.03., N02	408	3 323	351	405,4	34,9	3,6	2,5
Vestlandet 15.03.-31.03., N05	408	2 547	188	431,2	57,7	5,2	2,5
Midt-Norge	2904	2 829	319	552,2	664,9	-2,9	5,4
Nord-Norge	2904	2 383	230	538,9	659,9	-4,9	4,1
Jylland og Fyn	2904	2 590	516	338,7	107,0	-0,89	4,6
Sjælland	2904	1 842	347	541,9	662,6	0,4	3,8
Finland	2904	11 361	1 273	529,8	661,4	-7,6	6,1
Sverige	2904	20 209	2 649	538,4	660,2	-4,2	5,0

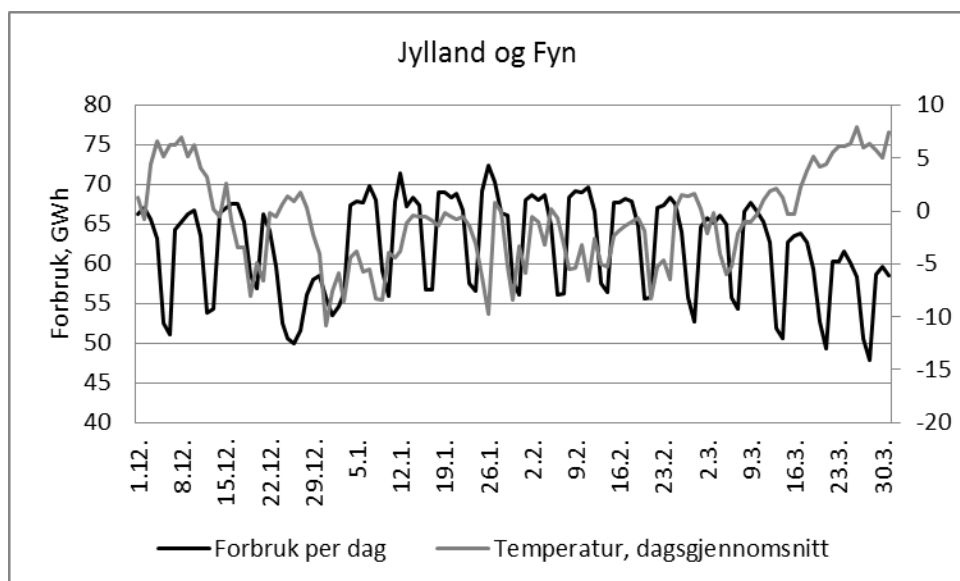
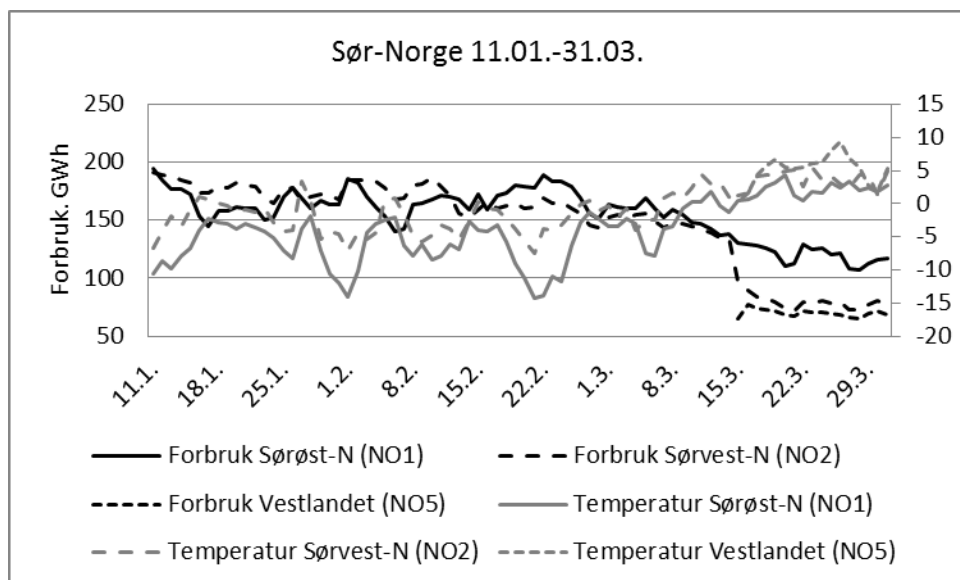
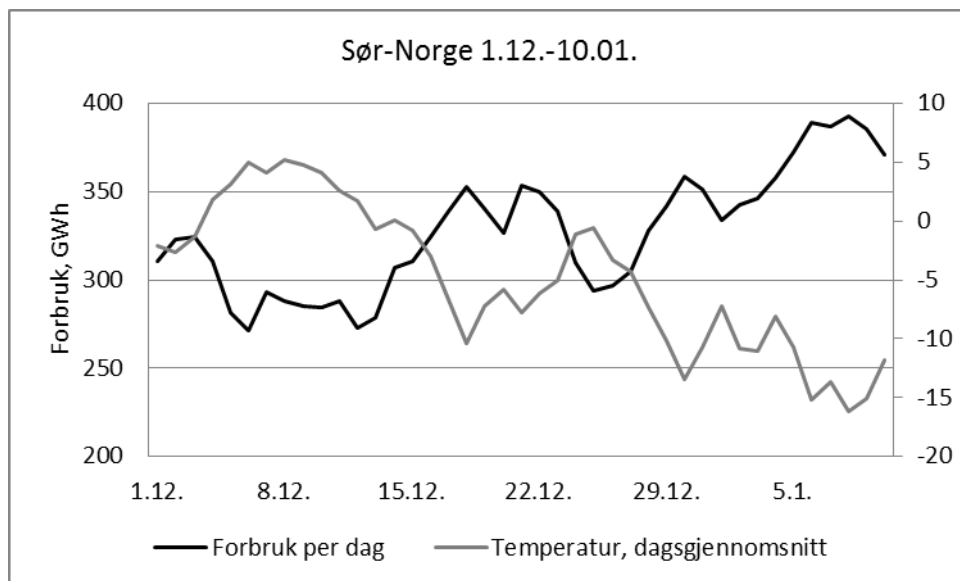
Vi ser at prisene i Sør-Norge er i gjennomsnitt klart lavere enn i Midt-Norge og i Nord-Norge. Prisene i Danmark, Sverige og Finland er mer på linje med disse to høyprisområdene i Norge.

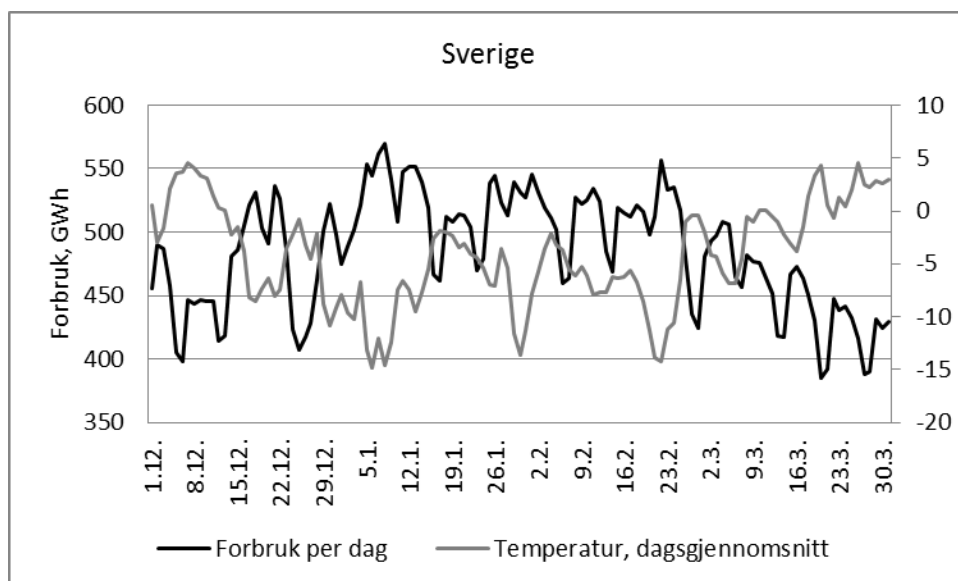
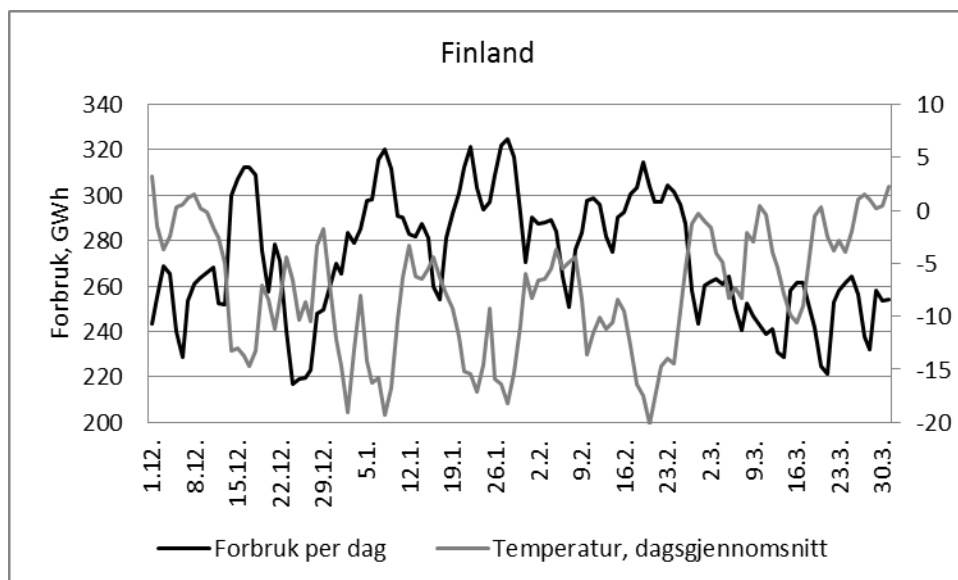
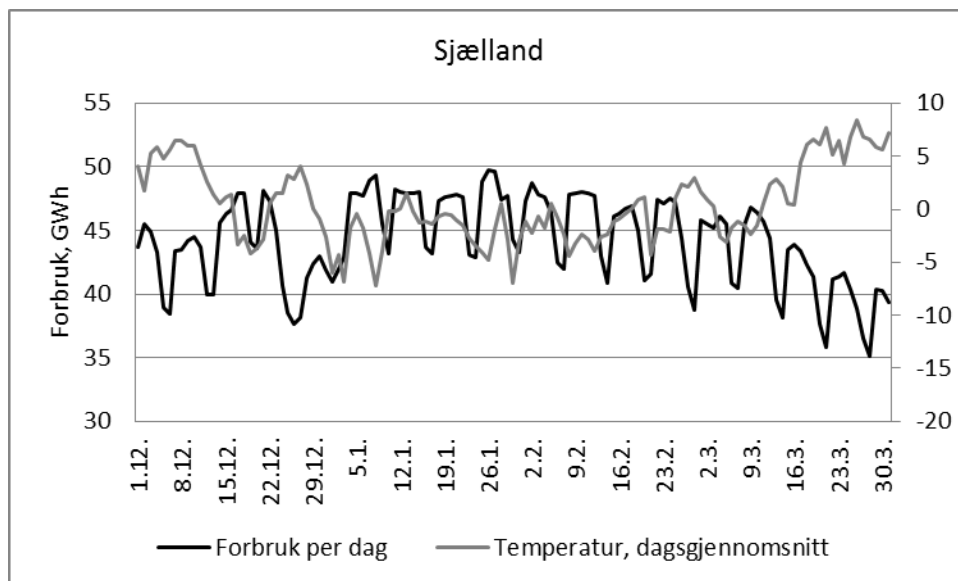
Vedlegg 2 Kraftforbruk, temperaturer og priser

I det følgende gjengis figurer som viser utviklingen i kraftforbruket og hhv. temperaturer og priser, både for samtlige prisområder gjennom vinteren 2009/2010, dvs. fra 1. desember 2009 til 31. mars 2010, og gjennom dagene med pristopper, dvs. 17. desember, 8. januar og 22. februar, i de områdene som hadde slike. For forbruk og temperaturer viser figurene for hele vinteren av framstillingsmessige hensyn daglig forbruk og dagsgjennomsnitt for temperaturene, mens figurene for pristoppene viser timesdata for begge. For forbruket og prisene viser figurene for hele vinteren daglig forbruk, men timesdata for prisene. Figurene for Sør-Norge er delt i to perioder på grunn av endringen i inndelingen av prisområder.

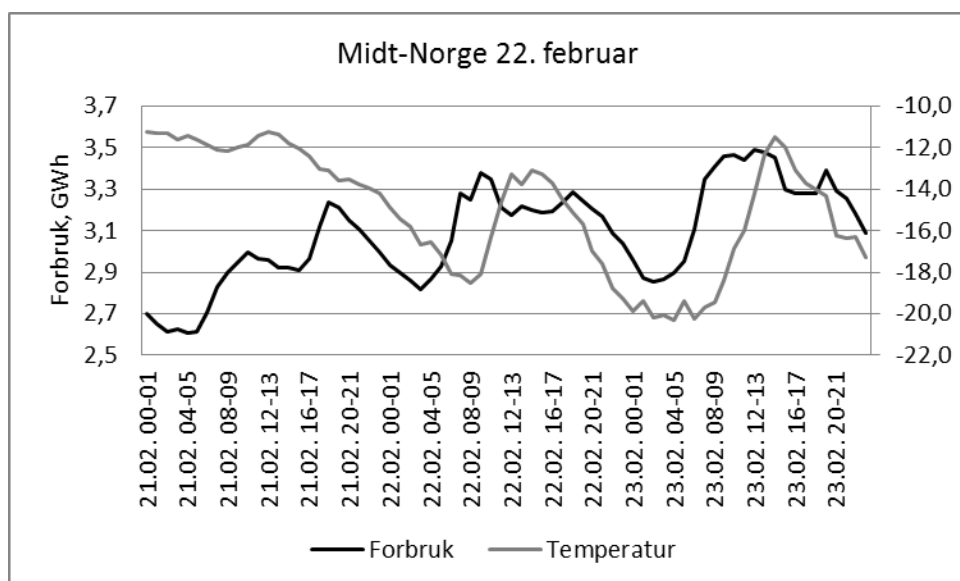
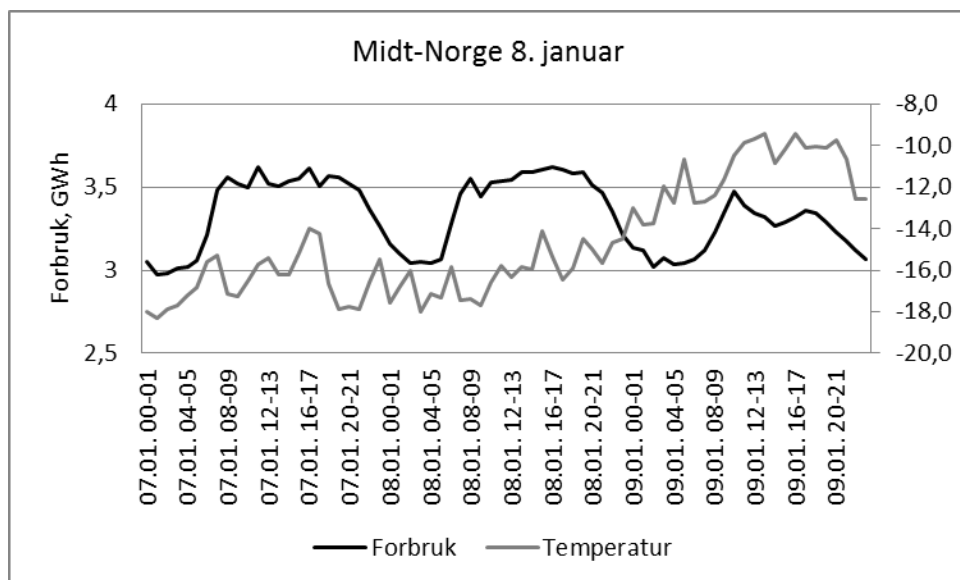
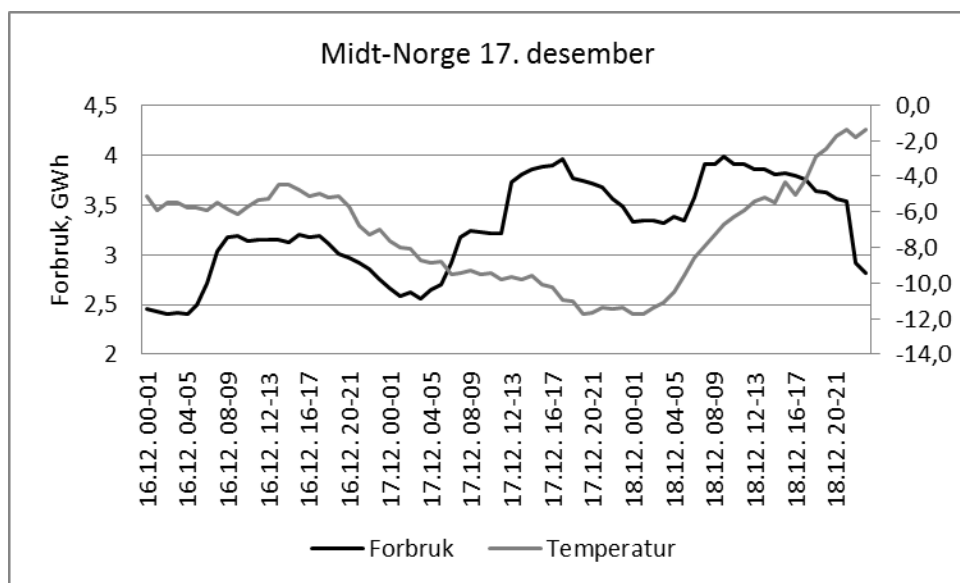
Figurer: Utviklingen i kraftforbruk og temperaturer gjennom vinteren 2009/2010

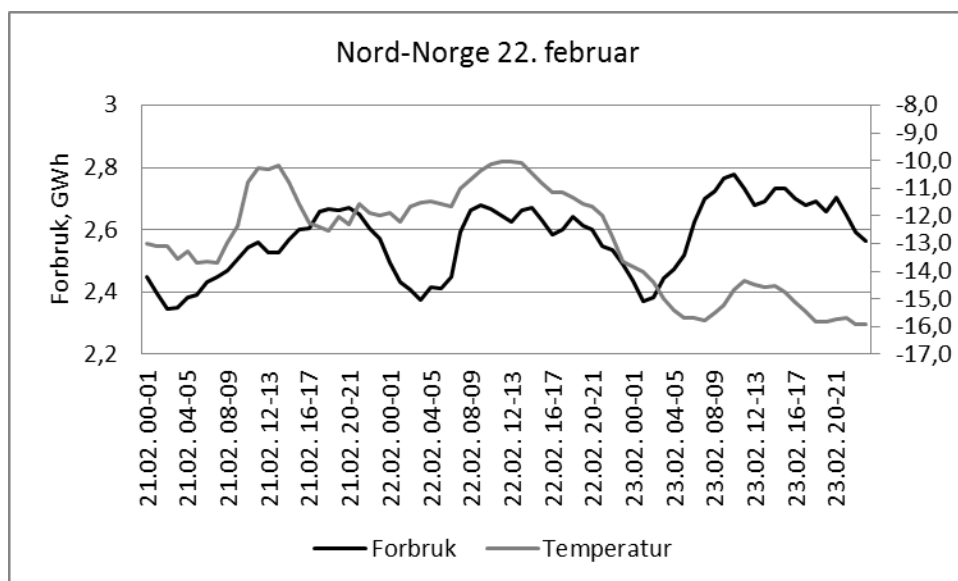
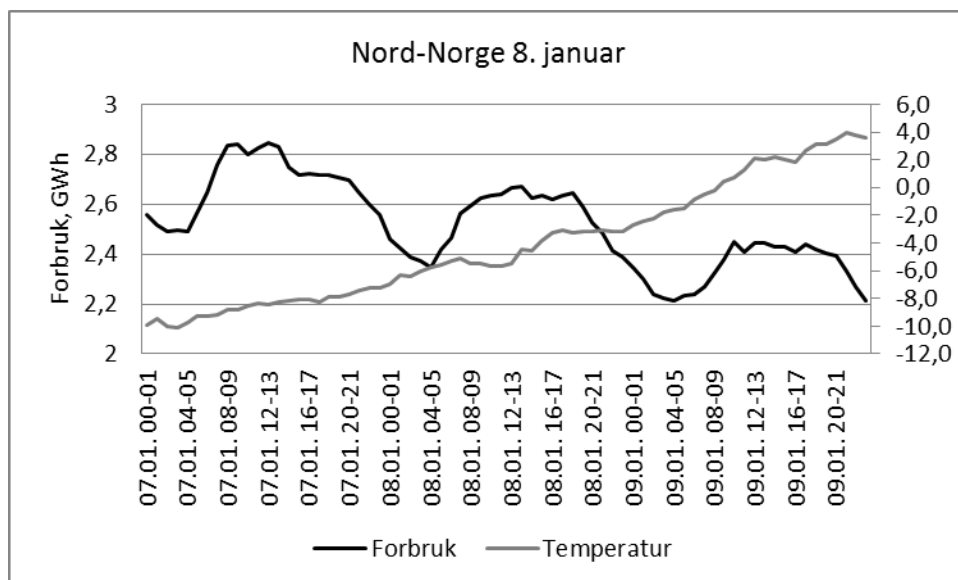
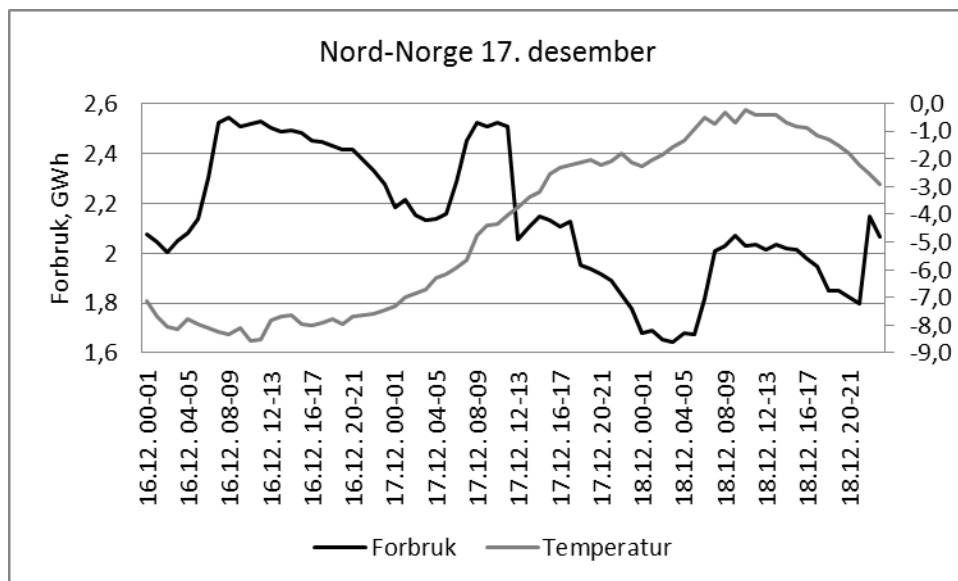


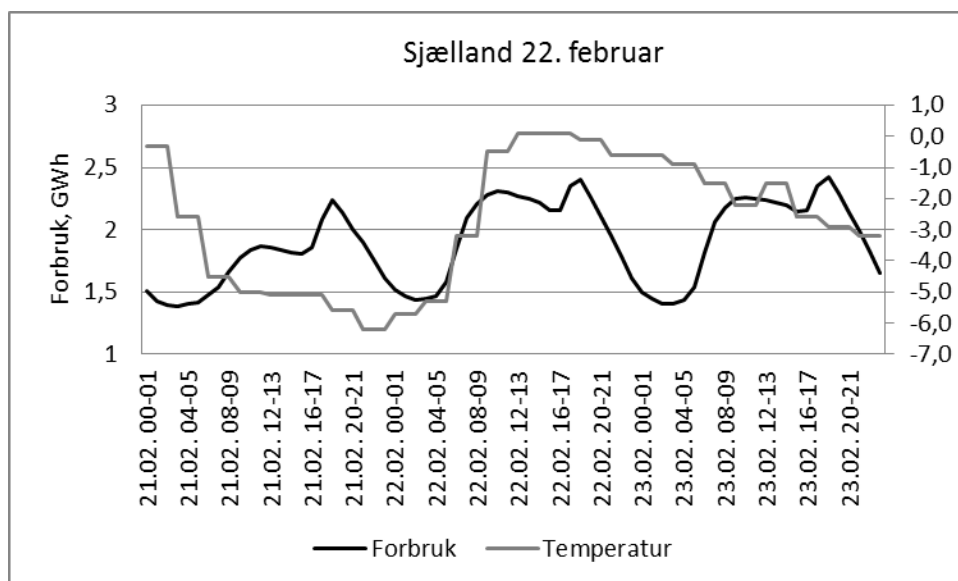
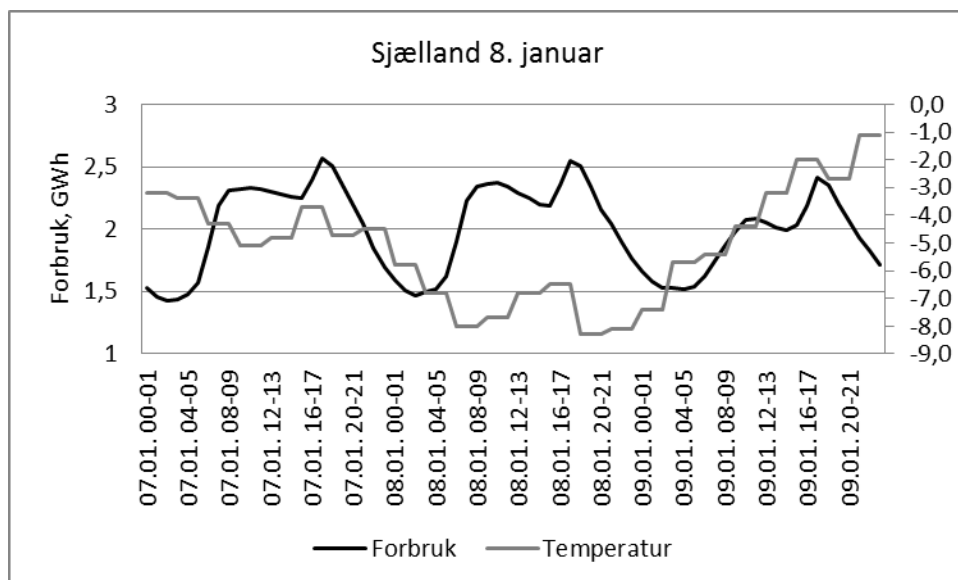
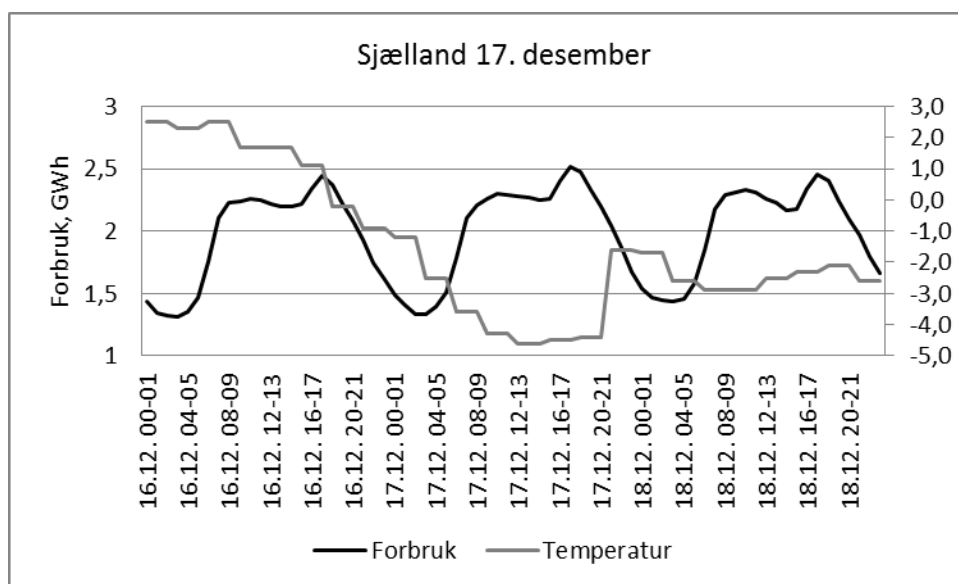


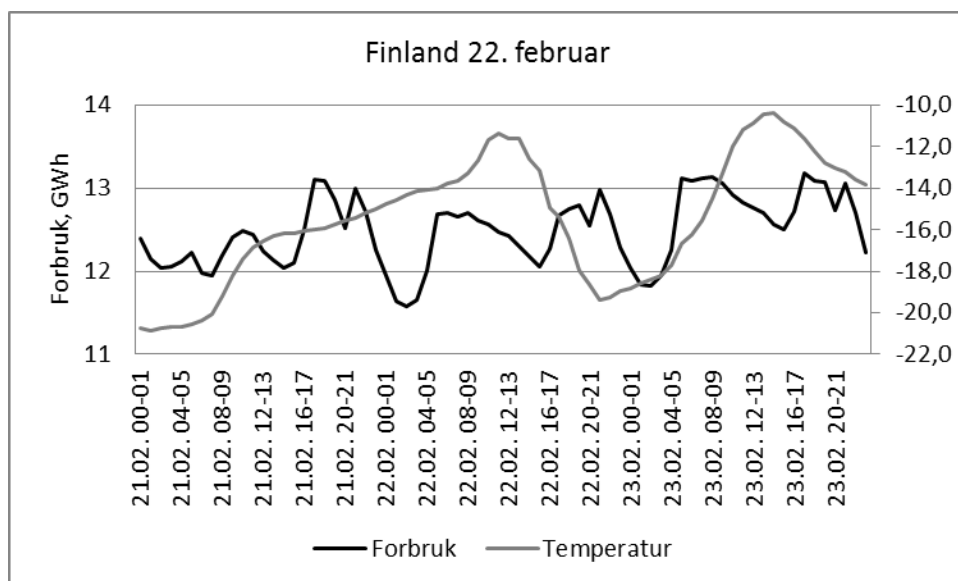
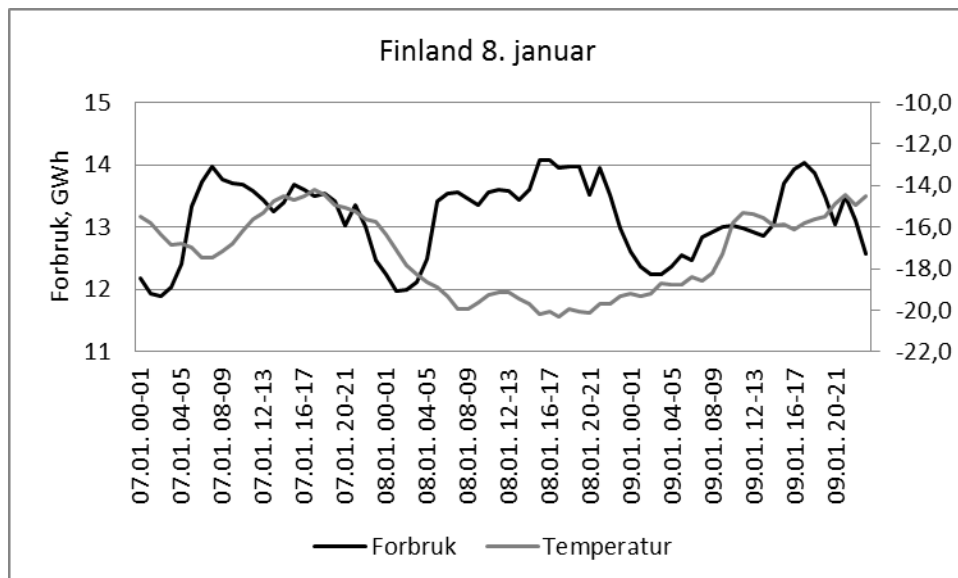
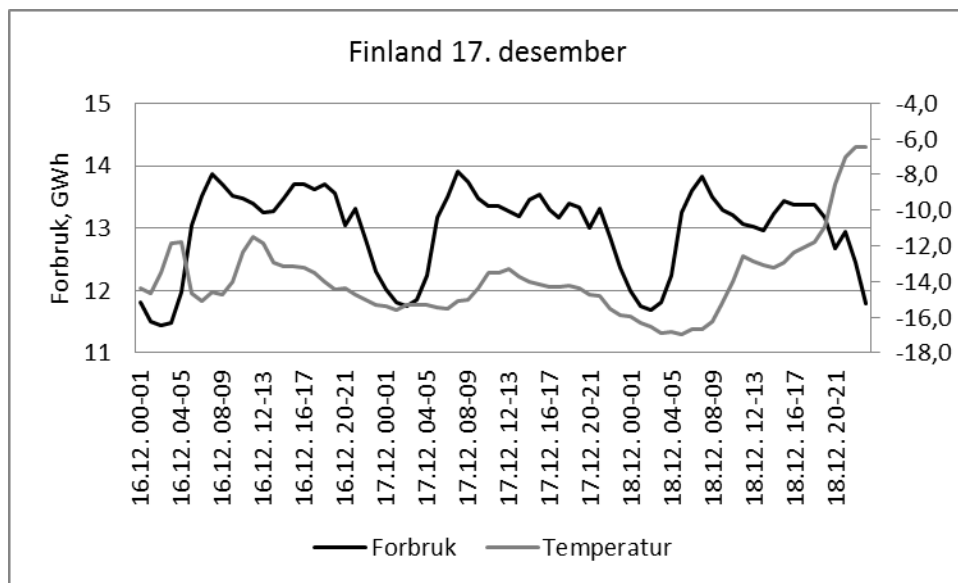


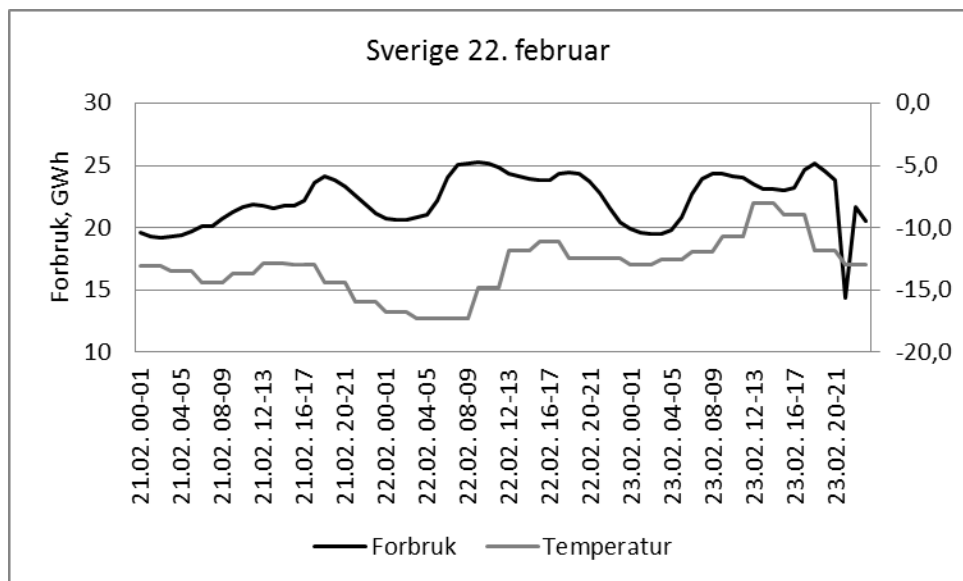
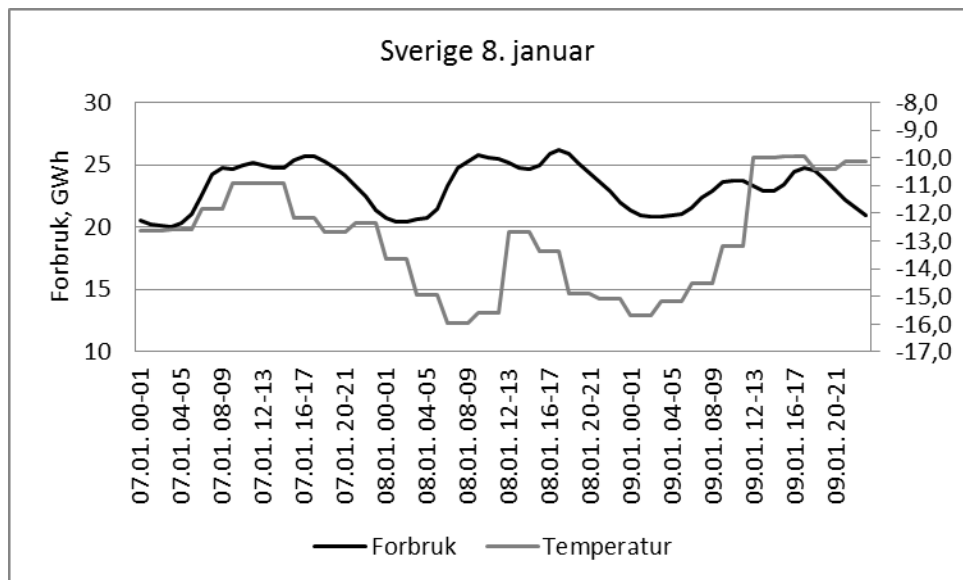
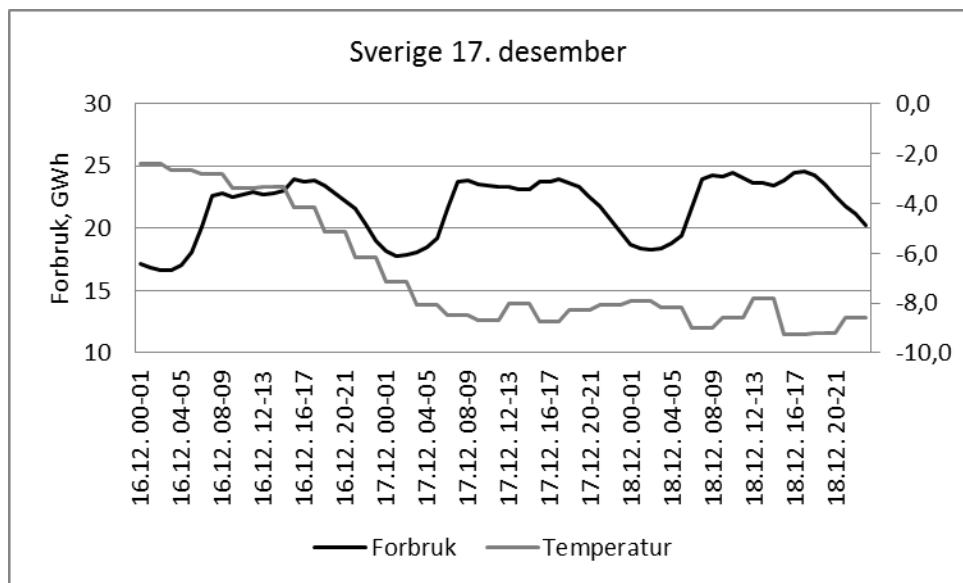
Figurer: Utviklingen i kraftforbruk og temperaturer gjennom pristoppene



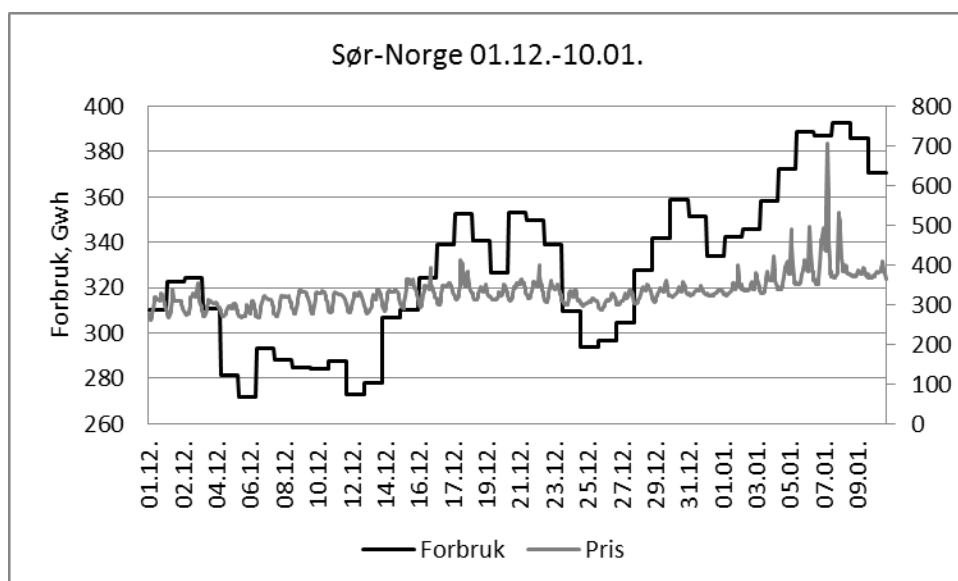
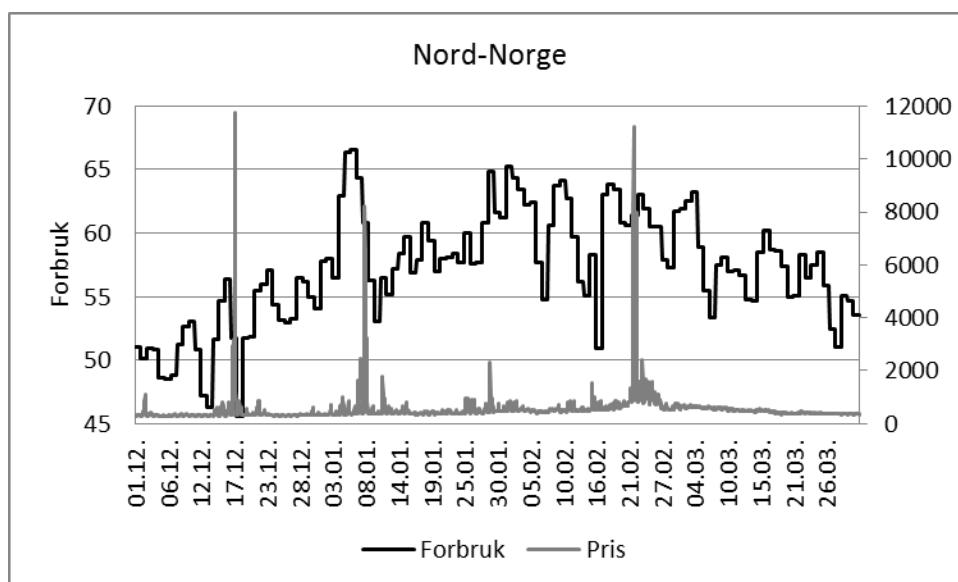
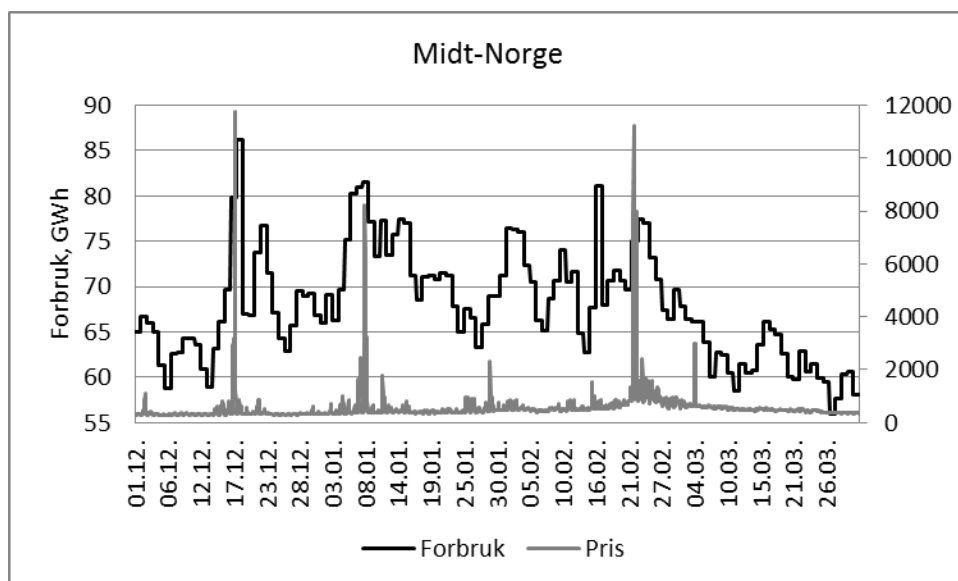


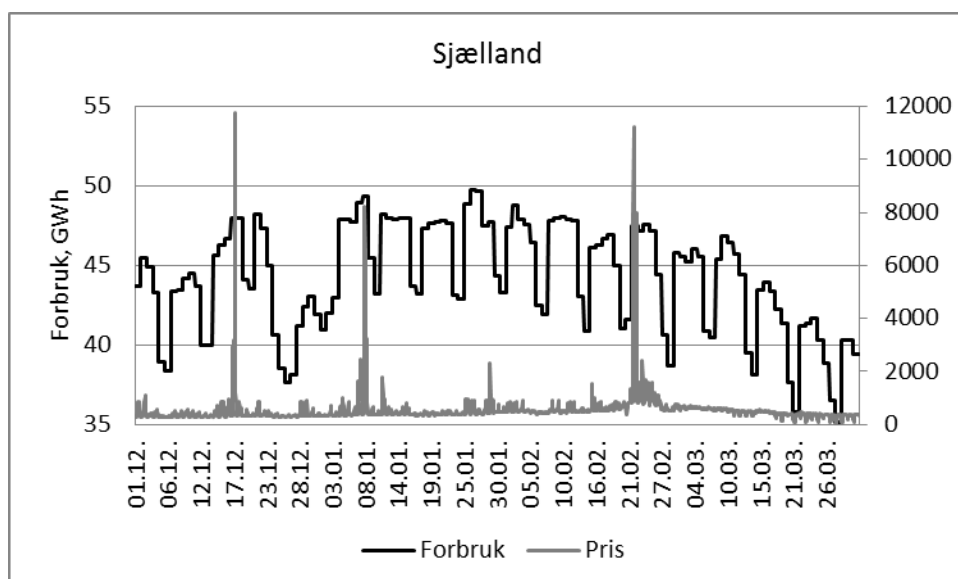
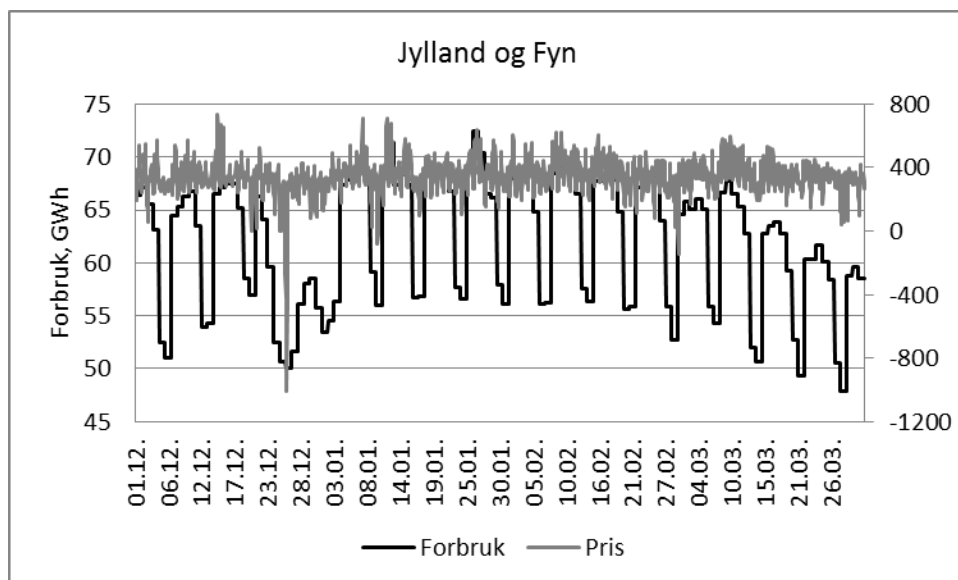
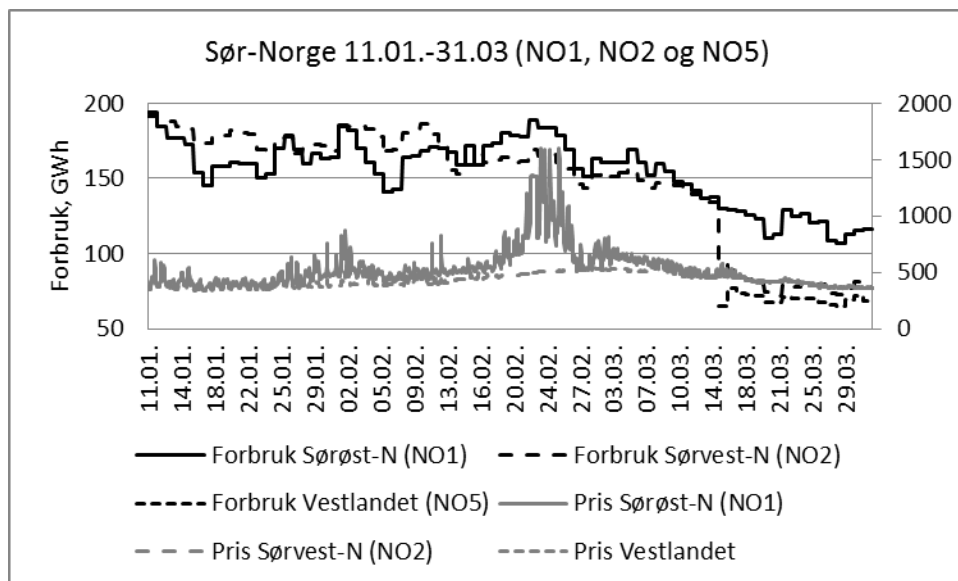


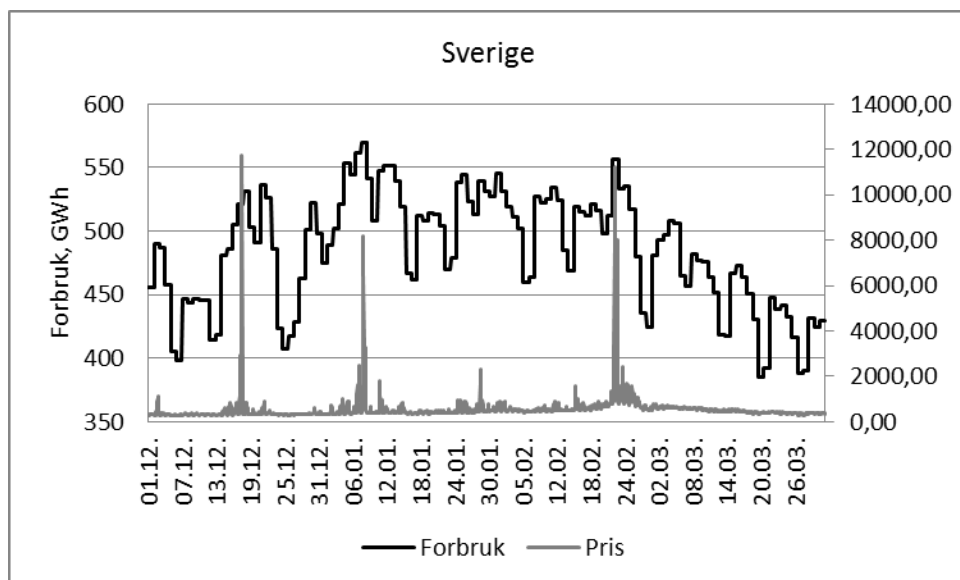
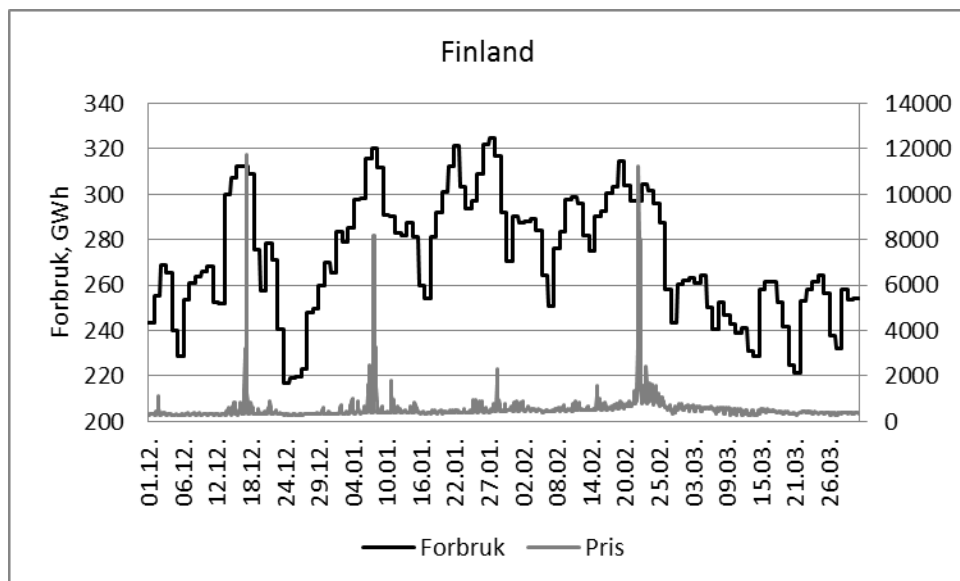




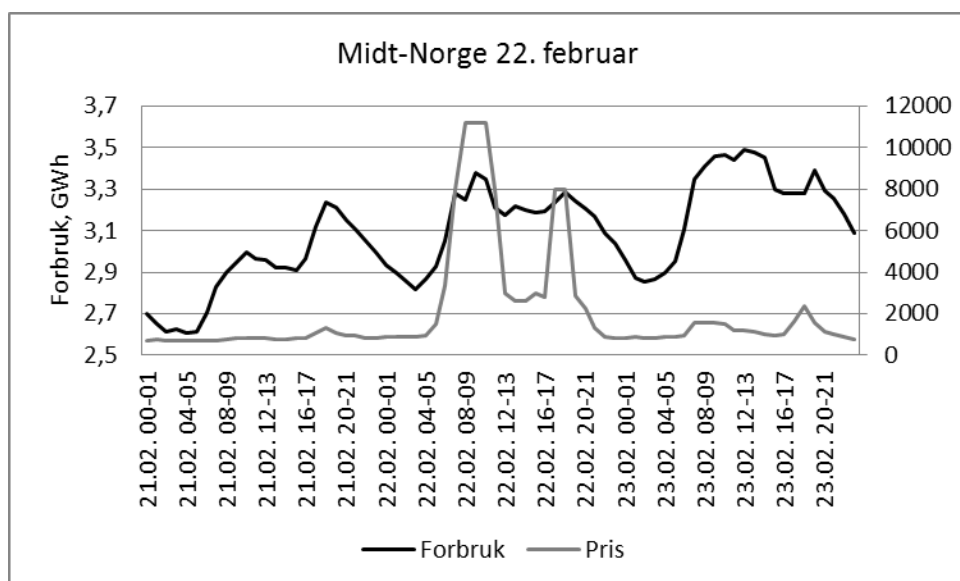
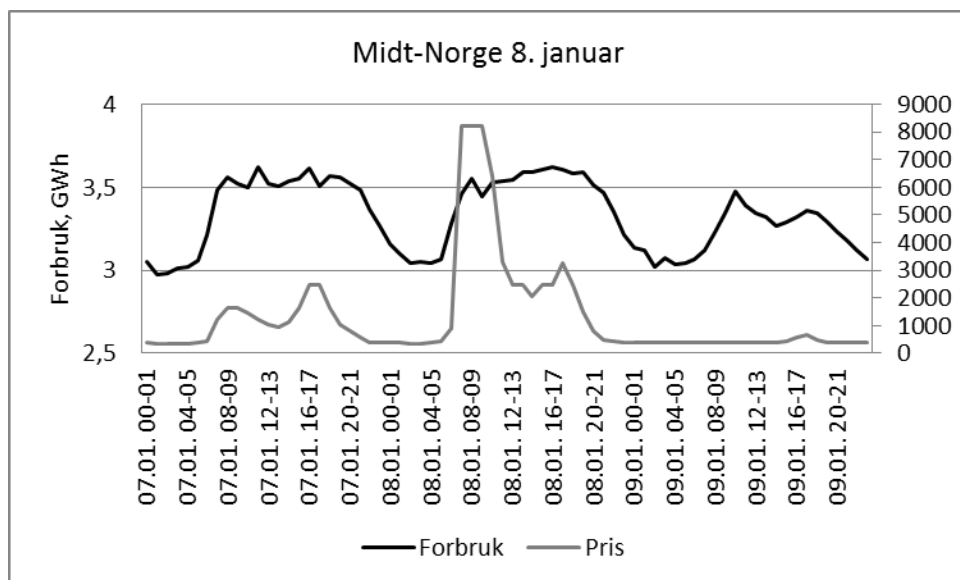
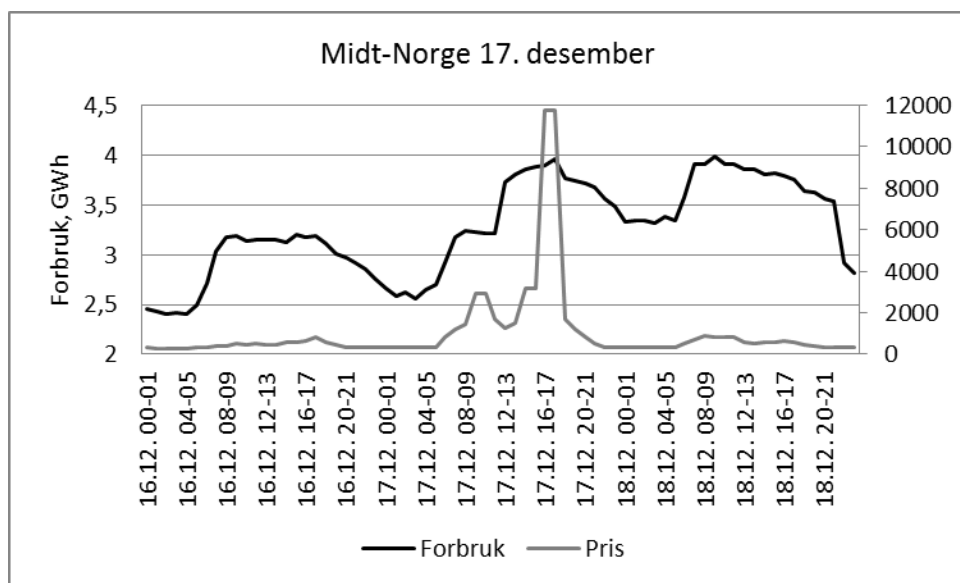
Figurer: Utviklingen i forbruk (GWh) og pris (kr/MWh) gjennom vinteren 2009/2010

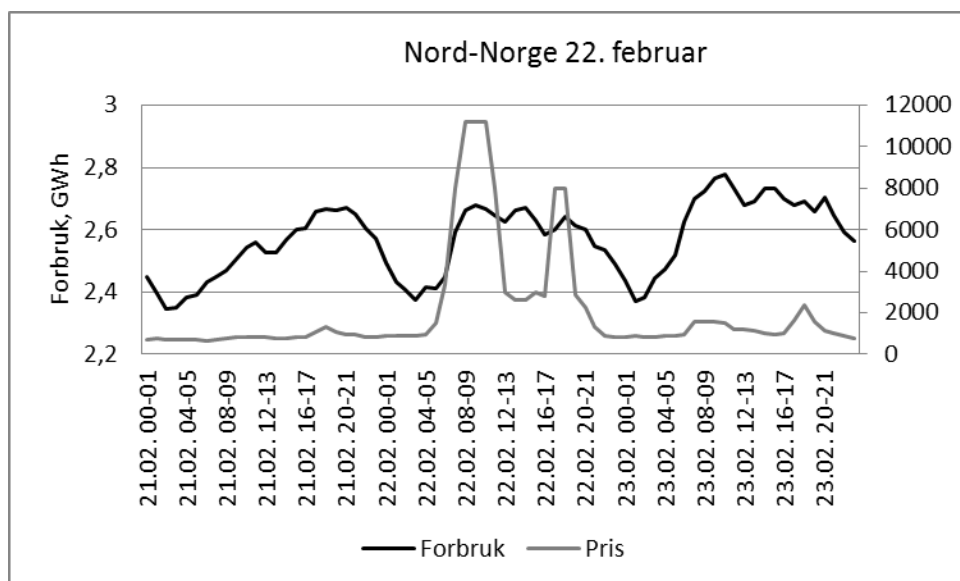
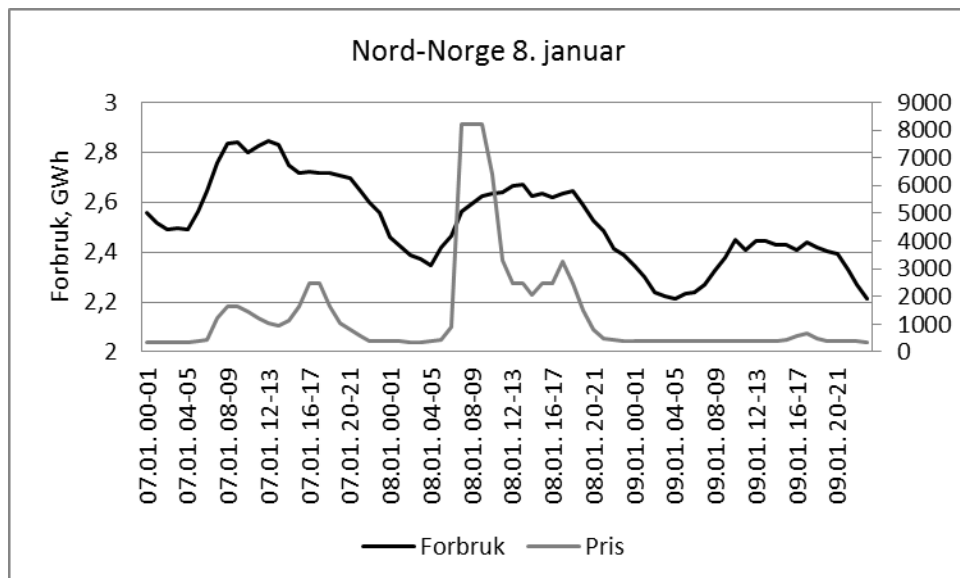
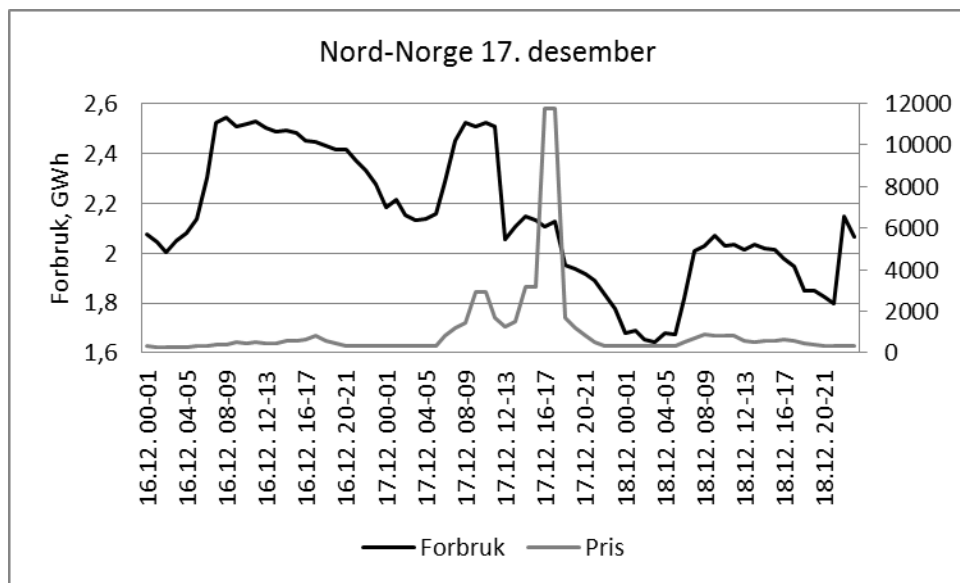


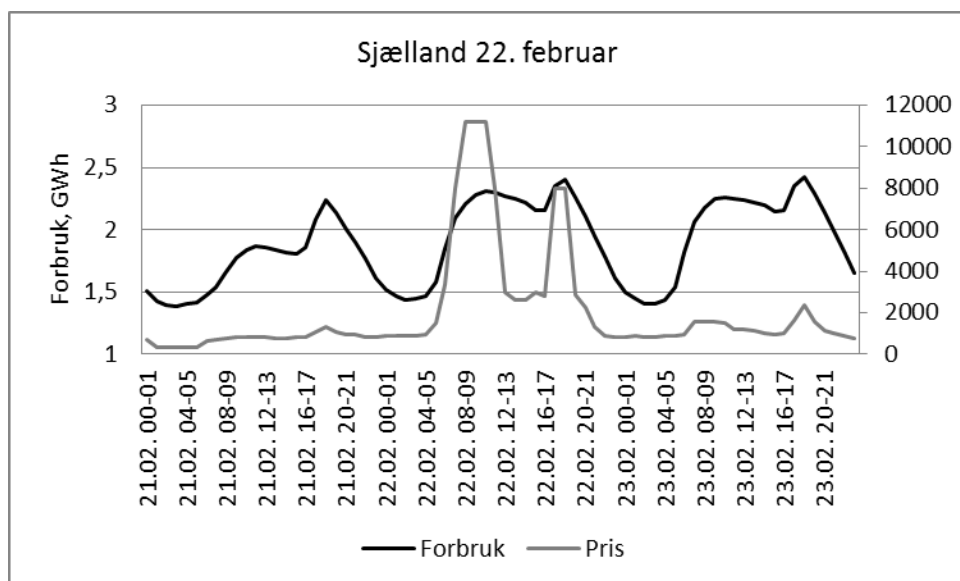
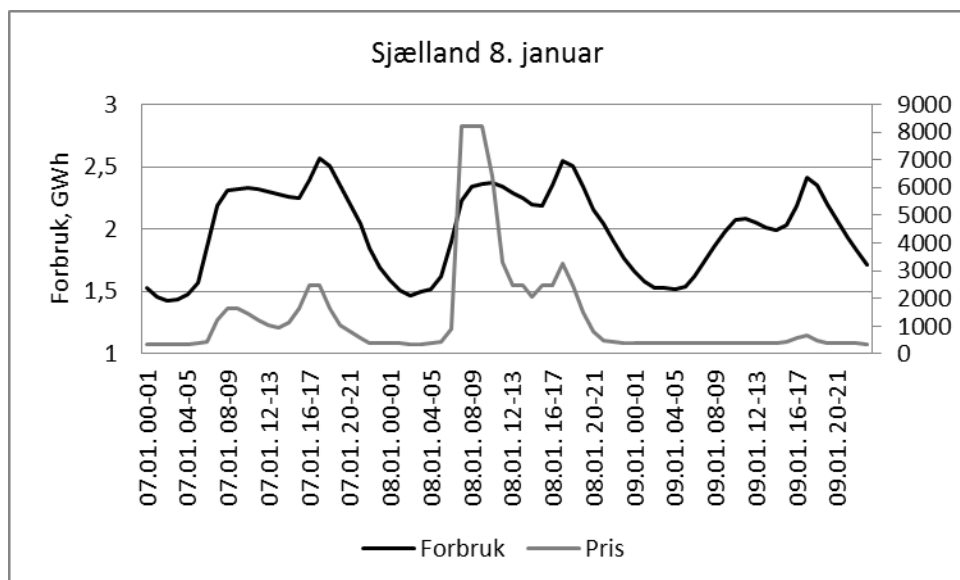
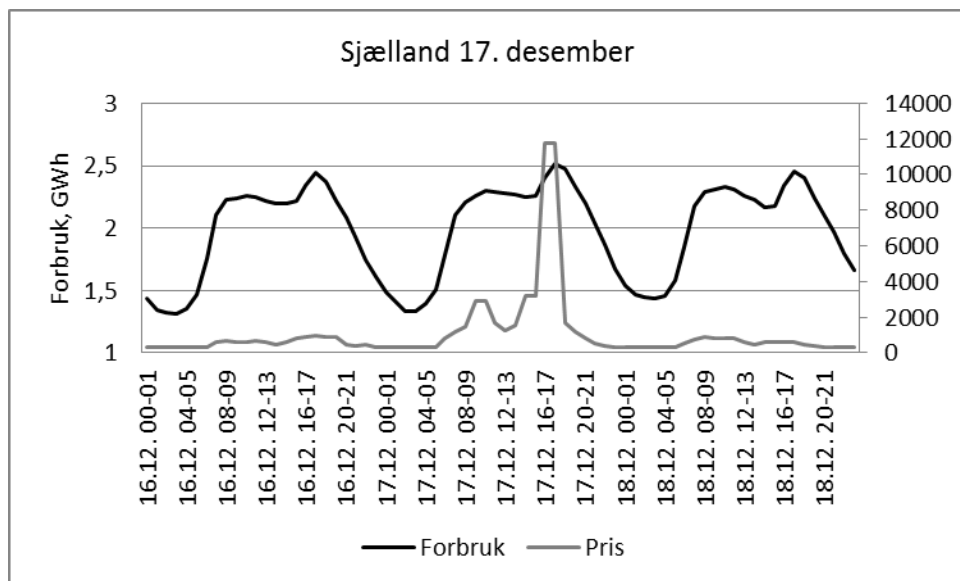


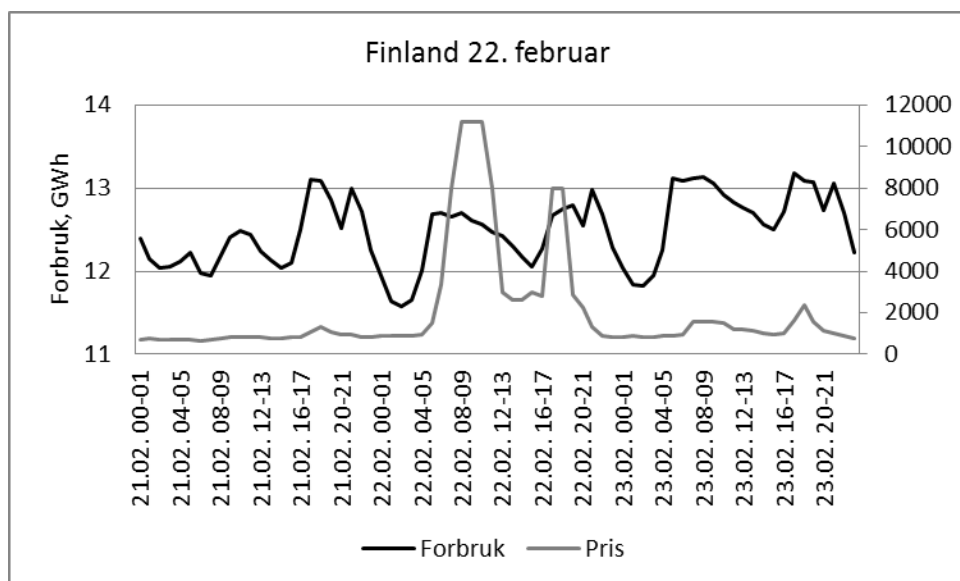
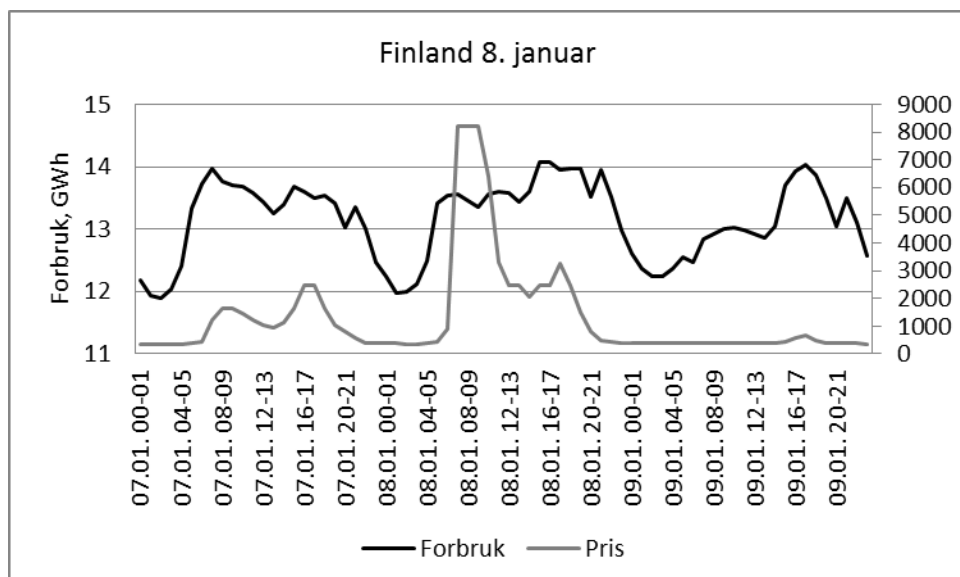
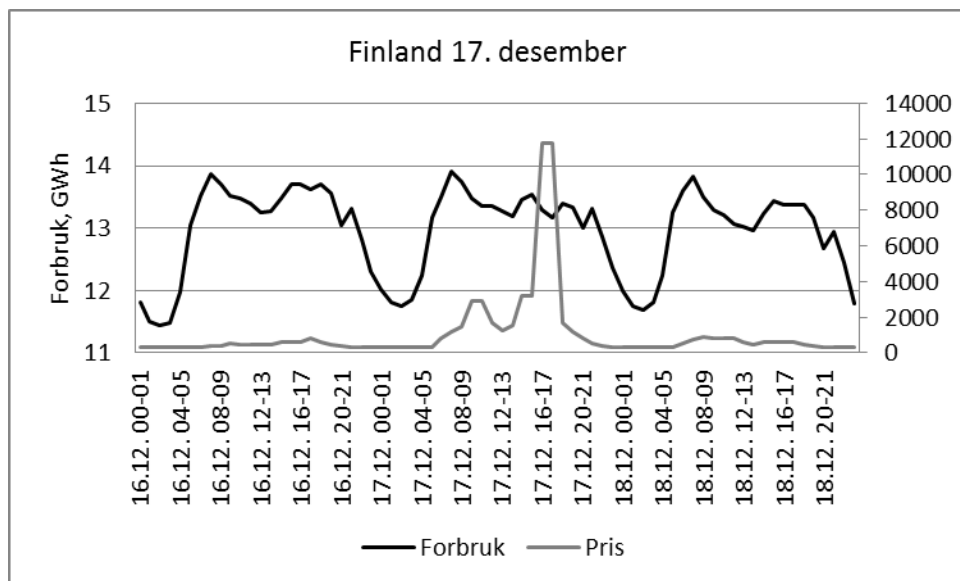


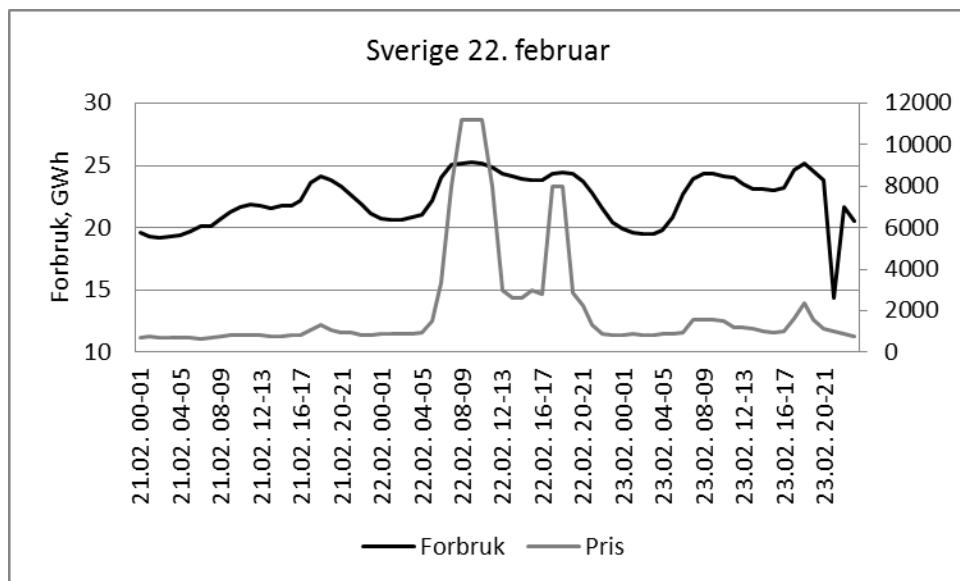
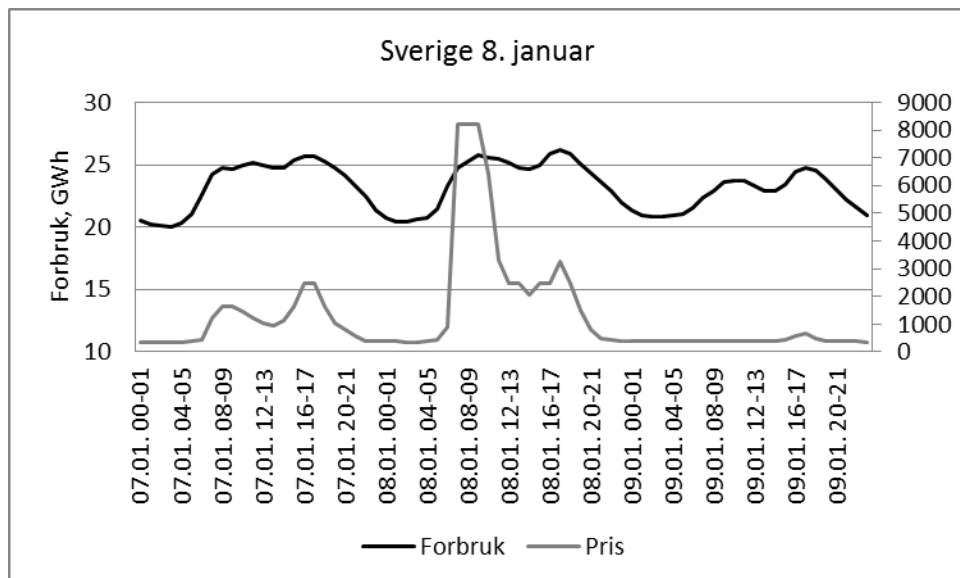
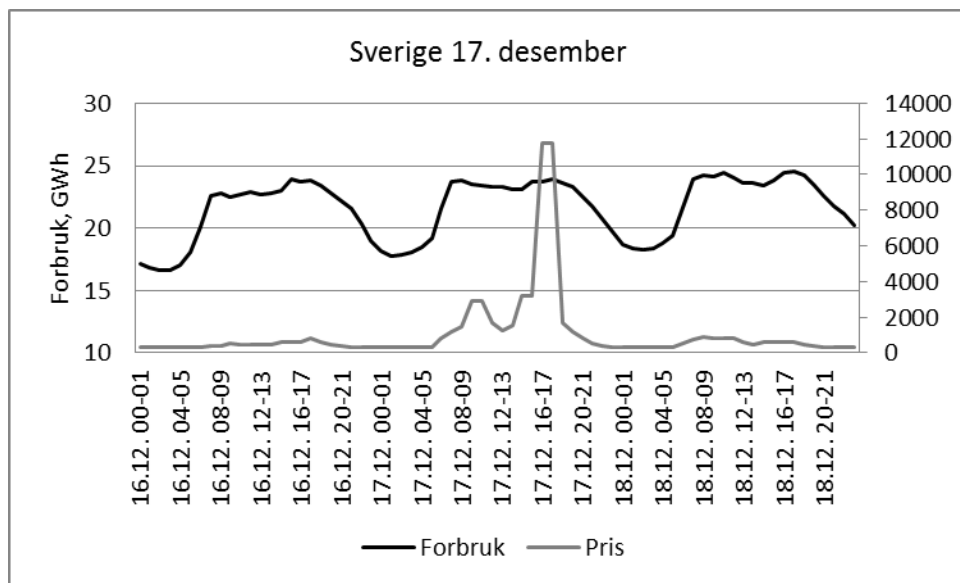
Figurer: Utviklingen i kraftforbruk (GWh) og pris (kr/MWh) gjennom pristoppene











Summarisk statistikk

Terminpris (NOK per MWh)

Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
365,72	36,28	306,95	467,20	2904

Merk at terminprisen er en daglig variabel, med observasjoner kun på handledager.

Forbruk, pris og temperatur

N01 1. desember – 10. januar

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	13630,87	1795,95	9718	17673	984
Pris, kr/MWh	331,07	39,70	261,88	706,76	984
Temperatur	-4,82	6,29	-18,41	5,75	984

N01, 11. januar – 14. mars

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	6844,76	814,55	5177	9074	1512
Pris, kr/MWh	554,85	192,76	339,15	1596,16	1512
Temperatur	-5,57	4,33	-17,16	7,94	1512

N02, 11. januar – 14. mars

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	6923,54	729,35	5155	8660	1512
Pris, kr/MWh	441,54	62,18	337,93	638,19	1512
Temperatur	-1,92	3,39	-11,93	6,80	1512

N01, 15.-31. mars

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	5000,82	549,95	3973	6361	408
Pris, kr/MWh	409,16	42,23	355,52	572,80	408
Temperatur	2,08	2,04	-4,44	8,26	408

N02, 15.-31. mars

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	3323,48	351,04	2804	4559	408
Pris, kr/MWh	405,37	34,93	355,52	509,60	408
Temperatur	3,57	2,48	-7,8	11,5	408

N05, 15.-31. mars

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	2546,58	188,31	2162	3033	408
Pris, kr/MWh	431,18	57,70	342,80	572,80	408
Temperatur	5,15	2,52	-1,10	12,30	408

Midt-Norge

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	2829,06	319,05	2105	3983	2904
Pris, kr/MWh	552,16	664,94	261,88	11760,84	2904
Temperatur	-2,93	5,35	-20,31	6,88	2904

Nord-Norge

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	2382,84	229,50	1644	2970	2904
Pris, kr/MWh	538,93	659,89	261,88	11760,84	2904
Temperatur	-4,85	4,13	-15,91	5,15	2904

Danmark 1 (Jylland og Fyn)

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	2589,76	515,86	1536	3931	2904
Pris, kr/MWh	338,70	107,03	-1007,16	736,95	2904
Temperatur	-0,88	4,63	-14,20	11,20	2904

Danmark 2 (Sjælland)

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	1842,35	346,81	1158	2585	2904
Pris, kr/MWh	541,93	662,57	39,69	11760,84	2904
Temperatur	0,38	3,82	-11,80	11,50	2904

Finland

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	11361,18	1272,53	8093	14320	2904
Pris, kr/MWh	529,75	661,42	261,88	11760,84	2904
Temperatur	-7,61	6,06	-22,38	5,27	2904

Sverige

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Antall obs.
Forbruk, MWh	20208,85	2648,71	13908	26219	2904
Pris, kr/MWh	538,37	660,23	0	11760,84	2904
Temperatur	-4,21	4,98	-17,32	7,72	2904

Estimater på varianser og kovarianser i modellens restledd

Midt-Norge

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0034	
Pris	- 0.0052	0.0918

Nord-Norge

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0029	
Pris	-0.0052	0.0962

Sør-Norge 1.12.-10.01. (N01)

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0023	
Pris	-0.0008	0.0028

Sør-Norge 11.01.-14.03. (N01 og N02)

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0045	
Pris	-0.0017	0.0316

Sør-Norge 15.03.-31.03. (N01, N02 og N05)

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0031	
Pris	-0.0002	0.0048

Jylland og Fyn

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.02051	
Pris	0.0198	0.6293

Sjælland

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0050	
Pris	-0.0009	0.0953

Sverige

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0026	
Pris	-0.0017	0.0809

Finland

	Forbruk	Pris
Forbruk	0.0038	
Pris	-0.0049	0.0894

Vedlegg 3 Modell og identifikasjon

La

y_{it} = kraftforbruk i område i, på tidspunkt t

p_{it} = pris på elektrisitet i område i, på tidspunkt t, dividert med konsumprisindeksen

x_{it} = en vektor av andre forklaringsvariable som påvirker etterspørselen i område i, på tidspunkt t.

z_{it} = terminprisen i Nord-Pool.

Modell

$$\log y_{it} = \beta_{0i} + \beta_{1i} \log p_{it} + x_{it} \alpha_i + \varepsilon_{it}$$

$$\log p_{it} = \gamma_{0i} + \gamma_{1i} \log y_{it} + \lambda_i z_{it} + \mu_{it}$$

$$E\varepsilon_{it} = E\mu_{it} = 0$$

$$\text{Covvar}(\varepsilon_{it}, \mu_{it}) = \Omega$$

ε_{it} og μ_{it} kan være bi-variat normalfordelt

Merk at modellen estimeres for hvert område separat, slik at bl.a. prisresponsen tillates å variere over område. Vi tillater videre at restleddene i etterspørsels- og prislikningene kan være korrelerte.

I modellen vi har estimert er det både andre- og tredjegradsledd av $\log p_{it}$ i forbruksrelasjonen. Vi ser bort fra dette her.

Identifikasjon

For å identifisere modellens parametre i forbruksrelasjonen er det nødvendig med variable i prisrelasjonen som ikke inngår i forbruksrelasjonen. Som vist i teksten foran har vi valgt terminprisen som sier noe om forventete fremtidige priser. Den kan selvsagt påvirke forbrukernes atferd, men neppe i noen nevneverdig grad når forbrukerne blir utsatt for ikke forventete kuldesjokk.

La

$$\log y_{it} = Y_{it}$$

$$\log p_{it} = P_{it}$$

Ved å sette priserelasjonen inn i forbruksrelasjonen og forbruksrelasjonen inn i prisrelasjonen, får vi følgende to likninger:

$$Y_{it} = \frac{\beta_{0i} + \beta_{1i}\gamma_{0i}}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}} + \frac{\beta_{1i}\lambda_i z_{it}}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}} + \frac{x_{it}\alpha_i}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}} + \frac{\varepsilon_{it} + \beta_{1i}\mu_{it}}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}}$$

$$p_{it} = \frac{\gamma_{0i} + \gamma_{1i}\beta_0}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}} + \frac{\lambda_i z_{it}}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}} + \frac{\gamma_{1i}x_{it}\alpha_i}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}} + \frac{\gamma_{1i}\varepsilon_{it} + \mu_{it}}{1 - \beta_{1i}\gamma_{1i}}$$

Ved OLS på disse to likningene kan en få estimater på de to sammensatte konstantleddene i hver likning og de sammensatte koeffisientene knyttet til z_{it} og x_{it} i hver likning. Dette gir 6 likninger til å bestemme de 6 ukjente koeffisientene (som forenkling lar vi det bare være en koeffisient i vektoren α_i): $\{\beta_{0i}, \beta_{1i}, \alpha_i, \gamma_{0i}, \gamma_{1i}, \lambda_i\}$. Når disse er bestemt kan en beregne anslag på residualene i hver av likningene og dermed kan en estimere variansene til hver av de opprinnelige restleddsvariablene og korrelasjonen mellom dem. For å unngå heteroskedastisitet ser vi at variablene z_{it} og x_{it} ikke bør være for sterk korrelert med restleddene.

En alternativ estimeringsstrategi

La restleddene være bivariat-normalt fordelt. Da får vi

$$\Pr(\varepsilon_{it} \leq \log Y_{it} - \beta_0 - \beta_{1it} \log p_{it} - x_{it} \alpha; \mu_{it} \leq \log p_{it} - \gamma_0 - \gamma_{1it} \log Y_{it} - z_{it} \lambda; \Omega)$$

$$= \Phi(\log Y_{it} - \beta_0 - \beta_{1it} \log p_{it} - x_{it} \alpha; \log p_{it} - \gamma_0 - \gamma_{1it} \log Y_{it} - z_{it} \lambda; \Omega)$$

$\Phi(\cdot)$ er den kumulative bivariate-normale sannsynlighetsfordeling.

For å skrive ned den simultane a priori sannsynligheten (L) for det utvalg vi observerer, kan vi gjøre noe som ikke gjort så mye i standard økonometri. Vi må skifte fra fordelingen til de eksogene feilleddene i etterspørsels- og prisligningene til fordelingen for de to endogene variablene, etterspørsel og forbruk.

Den simultane a priori sannsynligheten (L) er gitt ved:

$$L = \prod_t \prod_i \Phi(\log Y_{it} - \beta_0 - \beta_{1it} \log p_{it} - x_{it} \alpha; \log p_{it} - \gamma_0 - \gamma_{1it} \log Y_{it} - z_{it} \lambda; \Omega) | J_{it} |$$

hvor

$$J_{it} = \frac{1}{Y_{it} p_{it}} (1 - \beta_{1it} \gamma_{1it})$$

Log-likelihood uttrykket er gitt ved

$$\log L = \sum_t \sum_i \log \Phi(\log Y_{it} - \beta_0 - \beta_{1it} \log p_{it} - x_{it} \alpha; \log p_{it} - \gamma_0 - \gamma_{1it} \log Y_{it} - z_{it} \lambda; \Omega) + \log |(1 - \beta_{1it} \gamma_{1it})|$$

$$+ \log Y_{it} + \log p_{it}$$

De ukjente parameterne

$$(\beta_0, \beta_{1it}, \alpha, \gamma_0, \gamma_{1it}, \lambda, \Omega)$$

bestemmes slik at $\log L$ blir størst mulig (full information likelihood). De to leddene ytterst til høyre $\log Y_{it}$ og $\log p_{it}$ inneholder ikke parametre. De to leddene kan en derfor se bort fra når en maksimerer $\log L$. Leddet $\log |(1 - \beta_{lit} \gamma_{lit})|$ utvider standard estimeringsmodeller

Vedlegg 4 Spørreskjema

Tekst i e-post

På oppdrag av NVE gjennomfører Vista Analyse en spørreundersøkelse blant bedrifter med et kraftforbruk på over 100 GWh. Undersøkelsen inngår i en analyse av hvordan kraftforbruket reagerte på høye kraftpriser vinteren 2009-2010. Dere har blitt utvalgt til å delta i denne undersøkelsen, og vi håper at du har mulighet for å svare på noen spørsmål om bedriftens/anleggets energiforbruk og strategier for innkjøp av kraft. I tilfelle du ikke har anledning til å besvare spørreskjema håper vi at du er behjelpelig med å videresende henvendelsen til riktig kontaktperson i bedriften.

Du vil bl.a. bli spurt om kraftforbruk på et av selskapets produksjonsanlegg (alternativt bare det anlegget du er ansvarlig for), og hvordan man reagerte på tre identifiserte pristopper vinteren 2009/2010: 17.12.2009, 08.01.2010 og 22.02.2010. Hvis selskapet har flere produksjonsanlegg ønsker vi at du svarer på vegne av det anlegget som ble mest berørt av en eller flere av disse pristoppene. Også i det tilfelle dere ikke ble rammet av disse pristoppene ønsker vi at dere besvarer spørreskjema. Det kan være lurt å finne frem denne type data før du åpner spørreskjemaet.

Det vil anslagsvis ta 10-15 minutter å besvare spørreskjema.

Alle svar vil bli behandlet konfidensielt, og i sluttrapporten vil alle data anonymiseres slik at de ikke kan spores tilbake til en enkelt bedrift

Innledende tekst i spørreskjema

Velkommen til undersøkelsen av strategier mv. for å redusere effekten av midlertidig høye kraftpriser.

Dersom selskapet har flere produksjonsanlegg ber vi om at du svarer for det anlegget som ble mest berørt av pristoppene vinteren 2009/2101.

Kraftforbruk skal oppgis i kWh.

1. Dersom selskapet har flere produksjonsanlegg, har selskapet en felles innkjøpsstrategi for alle anleggene:

ja/nei/har kun et produksjonsanlegg

2. Generelle opplysninger om utvalgt produksjonsanlegg

2a. Kommune	
2b. Antall ansatte	

2c. Omsetning (mill. kr i 2009)	
---------------------------------	--

3. Energiforbruk i 2009

Kraftforbruk		
- til oppvarming		
- til prosess		
Annet energiforbruk		
Type	Mengde	Enhet

Vi vil nå spørre deg om hvordan dere reagerte på noen utvalgte pristopper vinteren 2009/2010 (17.12.2009, 08.01.2010 og 22.02.2010). Vi trenger kun anslag på størrelser, ikke detaljerte tall.

4. Anlegget ble påvirket av følgende pristopper

4a. 17.12.2009	<i>ja/nei</i>
4b. 08.01.2010 (<i>ja/nei</i>)	<i>ja/nei</i>
4c. 22.02.2010 (<i>ja/nei</i>)	<i>ja/nei</i>

Hvis 4a, 4b og 4c = nei => gå til spm 8

Hvis 4a=ja

5. Reaksjon på pristopp 17.12.2009:

5a. bruk av annen energikilde	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: type</i>	<i>Tekst</i>
Mengde (ca)	<i>Tall</i>
5b. redusert produksjon	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: antall timer (ca)</i>	<i>Tall</i>

5c. Salg av kraft	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: mengde (ca)</i>	<i>Tall</i>
5d annen/ingen reaksjon	<i>Tekst</i>

Hvis 4b=ja

6. Reaksjon på pristopp 08.01.2010

6a. bruk av annen energikilde	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: type</i>	<i>Tekst</i>
Mengde	<i>Tall</i>
6b. redusert produksjon	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: antall timer</i>	<i>Tall</i>
6c. Salg av kraft	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: mengde</i>	<i>Tall</i>
6d annen/ingen reaksjon	<i>Tekst</i>

Hvis 4c=ja

7. Reaksjon på pristopp 22.02.2010

7a. bruk av annen energikilde	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: type</i>	<i>Tekst</i>
Mengde	<i>Tall</i>
7b. redusert produksjon	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: antall timer</i>	<i>Tall</i>
7c. Salg av kraft	<i>ja/nei</i>
<i>Hvis ja: mengde</i>	<i>Tall</i>
7d annen/ingen reaksjon	<i>Tekst</i>

8. Kontraktstype

Hvis 1a=ja:

8a. Hvilken kontraktstype hadde selskapet 01.11.2009? *tekst*

8b. Hvilken kontraktstype hadde selskapet 01.11.2010? *tekst*

Hvis 8a≠8b:

8c. Hva er grunnen til at dere har byttet kontraktstype? *tekst*

Hvis 1a=nei

8a. Hvilken kontraktstype hadde anlegget 01.11.2009?	<i>Tekst</i>
8b. Hvilken kontraktstype hadde anlegget 01.11.2010?	<i>Tekst</i>
<i>Hvis 8a≠8b:</i> 8c. Hva er grunnen til at dere har byttet kontraktstype?	<i>Tekst</i>

9. Selskapets strategi for innkjøp av kraft

9a. Hva er selskapets strategi for innkjøp av kraft, og for å sikre seg mot høye priser?
tekst

9b. Har strategien blitt endret grunnet flere tilfeller av høye strømpriser de siste årene?
tekst