

Har vi en potensiell kraftkrise i Midt-Norge?

Torgeir Ericson og
Bente Halvorsen

Kraftsituasjonen i Midt-Norge har vært mye diskutert. Redsel for høye priser og rasjonering av strøm har ført til store overskrifter, engasjement fra berørte parter og krav om økt utbygging av kraft og overføringskapasitet til regionen. Denne artikkelen diskuterer hvordan dagens marked allokere kraftressursene, og konkluderer at markedet med all sannsynlighet vil kunne håndtere eventuelle knapphetssituasjoner i regionen. I ekstreme tørrår vil imidlertid en markedsløsning kunne føre til store og langvarige forskjeller i prisene mellom Midt-Norge og resten av landet, og krav om politiske tiltak kan bli sterke. Artikkelen diskuterer også hvordan ulike tiltak kan påvirke markedets evne til å håndtere knapphetssituasjoner på kort og lang sikt.

1. Innledning

Regionen Midt-Norge omfatter fylkene Møre og Romsdal, og Sør- og Nord Trøndelag. Det er spesielt utviklingen i Møre og Romsdal som har preget og vil prege framtidens kraftsituasjon i Midt-Norge. Møre og Romsdal har i de senere årene hatt en sterk vekst i elektrisitetsforbruket, spesielt innen kraftkrevende industri, og det forventes en fortsatt stor økning i elektrisitetsforbruket i årene som kommer. Samtidig er det stor usikkerhet knyttet til om og når ny produksjon vil bli utbygd. Videre vil de planlagte nyutbygginger av overføringslinjer til området ikke kunne øke kraftforsyningen før tidligst i 2009/2010. Dagens kraftsituasjon, sammen med planer om økt industrivekst, har økt bekymringen for kraftsituasjonen i regionen. Debatten rundt årsaker og mulige løsninger for regionen har vært stor, og industrien, husholdninger, politikere, miljøvernere og forskere har vært på banen med sine ulike syn. Statnett, som er ansvarlig for at kraftbalansen til en hver tid er opprettholdt, har uttrykt bekymringer for at det vil kunne bli vanskeligere å opprettholde balansen i Midt-Norge (Statnett, 2007b). Et viktig spørsmål i denne sammenhengen er hvorvidt dagens kraftmarked vil kunne håndtere situasjonen, eller om det vil være nødvendig med ekstraordinære tiltak for å sikre forsyningen av strøm til området i tiden fremover for å unngå en kraftkrise.

Det er ikke opplagt hva som menes med begrepet kraftkrise. Vi definerer kraftkrise som en situasjon hvor systemsikkerheten er truet og det oppstår behov for fysisk rasjonering. Videre skiller vi mellom to typer kraftkriser: Problemer med den løpende forsyningen av kraft på et hvert tidspunkt (effektkrise), og knapp-

het i tilgangen på energi over en periode (energikrise). Mangel på effekt skyldes at produksjonen pluss import av energi til et området ikke klarer å dekke den løpende etterspørselen. Mangel på energi skyldes at samlet forbruk over en periode overstiger produksjons- og importmulighetene til området. Hvorvidt man forventer en krise avhenger av om man tror dagens kraftmarked klarer å håndtere en knapphetssituasjon i tilgangen på effekt og/eller energi.

En ren markedsløsning kan ha konsekvenser som er politisk vanskelig å akseptere. I en knapphetssituasjon kan markedsløsningen over en lengre periode gi svært høye og ustabile strømpriser i området relativt til resten av landet, og kan dermed komme i konflikt med andre målsetninger om fordeling, næringspolitikk og regionalpolitikk. Stortingsrepresentant og medlem av Energi- og miljøkomiteen på Stortinget, Ola Borten Moe fra Senterpartiet, uttalte til Tidens Krav 16. oktober 2006 at tillatelsene til utbygging av industri i regionen var uforsvarlige, og at det er uaktuelt for Stortinget å la forbrukerne i Midt-Norge betale ekstra mye sammenlignet med resten av landet. Andre er bekymret for miljøkonsekvensene av mulige løsninger som kan bli iverksatt for å håndtere situasjonen. For eksempel var Natur og Ungdom uenige i Regjeringen ja til Statoils gasskraftverk på Mongstad uten CO₂-rensing før 2014 (<http://www.aftenposten.no/nyheter/miljo/article1493461.ece>), og Naturvernforbundet har uttrykt bekymring for natur og miljøinngrepene forbundet med nye linjetraseer (TU, 2006). Virkemidler for å unngå eventuelle uheldige effekter av markedsløsningen kan påvirke markedets evne til å håndtere en knapphetssituasjon, både på kort og lang sikt. Mange fagøkonomer fraråder mot å regulere markedets allokering av ressurser (OLF, 2003). De hevder at hvis markedet får gjøre jobben, vil prisene stige slik at konsumet reduseres og ny utbygging av kraft blir mer lønnsom. På den måten kan reguleringen unngås.

Torgeir Ericson er Førstekonsulent ved Gruppe for energi og miljøøkonomi, Statistisk sentralbyrå (toe@ssb.no)

Bente Halvorsen er forsker ved Gruppe for energi og miljøøkonomi, Statistisk sentralbyrå (btl@ssb.no)

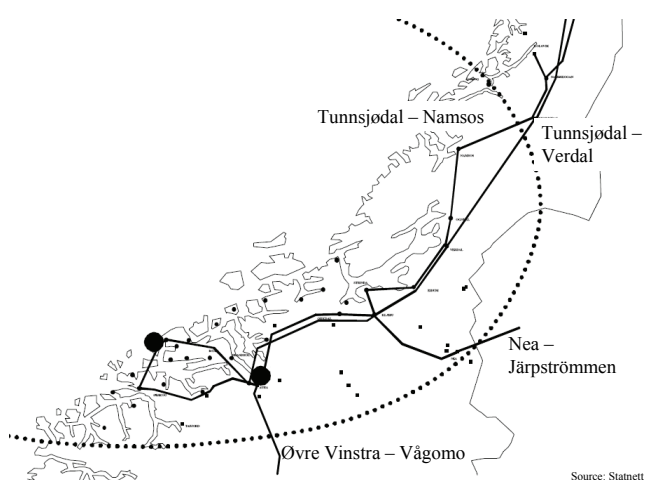
Det er altså mange og til dels motstridende synspunkter på situasjonen i Midt-Norge. Olje- og energiminister Odd Roger Enoksen erkjenner at den fremtidige kraftsituasjonen i denne regionen har vært, og er, et av de største mareritt han jobber med (Adresseavisa 24/1, 2007).

2. Dagens situasjon i Midt-Norge

For at systemet skal være i balanse må produksjonen pluss netto importen til regionen være lik forbruket. Kraftproduksjonen i regionen er hovedsakelig basert på vann. Gjennomsnittlig produksjon i regionen fra 2002 - 2005 var i underkant av 14 TWh, med en maksimumsproduksjon i 2005 på 15,4 TWh. Det er mange planer for ny produksjon i Midt-Norge. Siden 2005 er det gitt konsesjoner for vannkraft på nær 0,5 TWh i området (www.nve.no). Det er også flere planer for gasskraft i området. Det er gitt konsesjon til et 860 MW, 7 TWh anlegg på Tjeldbergodden. Det er også meldt et anlegg på 450 MW, ca 3,3 TWh på Elnesvågen-Fræna. Dette anlegget vil tidligst kunne stå ferdig i 2010. Videre er det lansert planer om et nytt 420 MW, 3,2 TWh anlegg på Skogn (se blant annet OED, 2006). For vindkraft er det gitt konsesjon på omlag 2.600 MW, noe som tilsvarer rundt 7,5 TWh årlig produksjon (www.nve.no). Når det gjelder disse planene ser det ut til at mange velger å avvente utbygging.

Figur 1 viser dagens viktigste overføringsforbindelser til og fra Midt-Norge. Det er fire linjer: Øvre Vinstra – Vågomo, som går sørover, Nea – Järpstrømmen over grensen til Sverige, samt Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal, som forbinder Midt-Norge med Nord-Norge. Alle er 300 kV linjer. Nettoimporten av kraft til regionen var i 2005 på 4,5 TWh, mens den i 2006 var på 7,5 TWh (som er det høyeste som noen gang er målt i følge Statnett, 2007). Det er anslått at maksimal årlig importkapasitet til Midt-Norge ligger på et sted mellom 8 – 10 TWh, men det er stor usik-

Figur 1. Overføringsforbindelsene mellom Midt-Norge og naboombådene



Kilde: Statnett (2005).

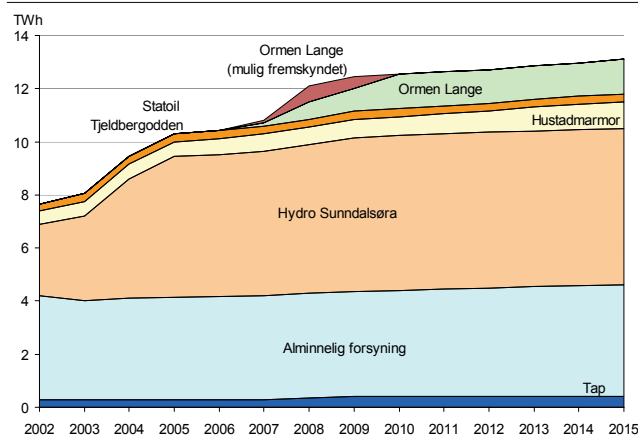
kerhet knyttet til disse tallene. Det er planer for nye overføringsforbindelser til regionen. Nea-Järpstrømmen er besluttet oppgradert til 420 kV og kan stå ferdig i 2009-2010. Det er også sendt inn konsesjonssøknad på Ørskog-Fardal. Hvis denne blir godkjent kan linjen stå ferdig i 2012.

En av årsakene til den høye forbruksveksten i Møre og Romsdal er stor vekst innen kraftkrevende industri. Statoils anlegg for metanolproduksjon på Tjeldbergodden, Hustadmarmor's produksjon av flytende marmor til papirindustrien, og Hydro Aluminiums produksjon på Sunndalsøra har vært viktige for denne veksten. I tillegg vil gassprosesseringsanlegget Ormen Lange på Nyhamna settes i drift til vinteren 2007/2008, noe som vil øke forbruket i Midt-Norge ytterligere. Figur 2 illustrerer utviklingen i elektrisitetsetterspørselen i Møre og Romsdal fra 2002 frem til i 2005, og prognoser for forbruket frem til 2015. Tallene er basert på prognoser i kraftsystemutredningene publisert i Istad (2006).

Som en ser i figuren har forbruket innen alminnelig forsyning vært relativt stabilt i perioden 2002 - 2005. I prognosene fram til 2015 har man antatt at forbruket vil fortsette å være stabilt også fremover. Det innebærer en implisitt forutsetning om normal prisutvikling fremover, slik at forbruket i alminnelig forsyning ikke endres nevneverdig. Heller ikke forbruket til Statoil Tjeldbergodden forandres særlig i prognosene, mens Hustadmarmor øker jevnt over hele perioden. Det som imidlertid preger bildet er Hydro Sunndalsøra som doblet forbruket fra 2002-2005 og som forventes å øke forbruket ytterligere i perioden frem til 2015. Videre ser en at Ormen Lange også vil prege forbruket fra vinteren 2007/2008, når dette anlegget settes i drift.

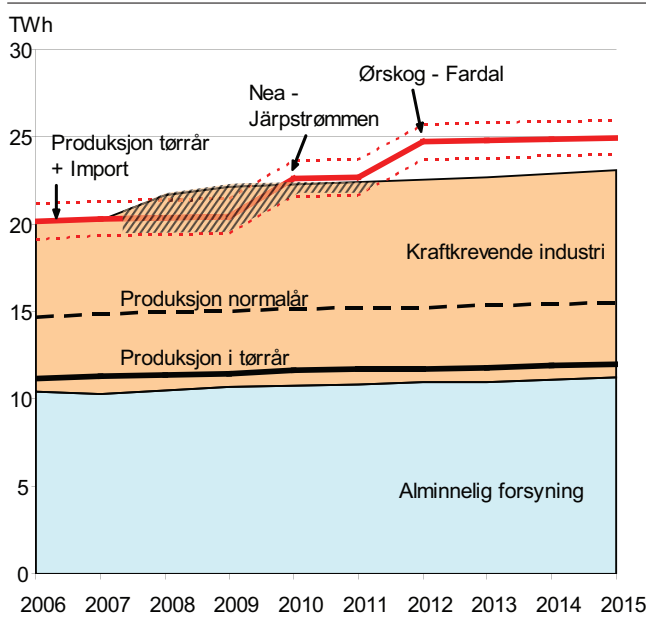
Figur 3 illustrer hvordan det går med kraftbalansen i Midt-Norge i ekstremtilfellet hvor vi har et tørrår i produksjonen samtidig som verken forbruk eller in-

Figur 2. Forbruksutviklingen i Møre og Romsdal fra 2002 frem til og med 2005, og prognosert forbruk frem til 2015. TWh



Kilde: Istad (2006).

Figur 3. Prognose for Midt-Norge, gitt normal prisutvikling og ingen ny produksjon. TWh



Kilde: Istad (2006), NTE (2006), TEV/TE (2006)

vesteringer i økt produksjonskapasitet reagerer på økte priser.¹ Figuren viser årlig produksjon i et normalår, dvs. ved normale nedbørsforhold, og dersom man opplever et tørrår. Gapet mellom forbruk og produksjon i et normalår vil fra 2007-2009/2010 være på om lag 6-7 TWh. Gitt eksisterende overføringskapasitet vil import av kraft kunne håndtere dette (ikke vist i figuren). Ved nedbørssvikt kan imidlertid produksjonen reduseres med ytterligere 3,5 TWh (Statnett, 2007b), som illustrert i figuren. Det vil da, i tørrår, kunne oppstå et importbehov på 10-11 TWh. I figuren har vi illustrert størrelsen på produksjonen i et tørrår pluss import. Den heltrukne linjen viser et gjennomsnitt av hva Statnett antar er mulig med hensyn til import til området pluss produksjonen innen området, mens de to stiplede linjene illustrerer usikkerheten som er forbundet med import.² Siden produksjonskapasiteten er antatt uforandret i perioden, angir økningen i kurvene utbygging av linjene i Nea-Järpstrømmen og Ørskog-Fardal (markert i figuren). Selv med maksimal import kan det oppstå et gap mellom etterspørselen og forsyningen av kraft i et tørrår dersom ikke tilbudet eller forbruket endres som følge av økte priser i området. Ved det minste anslaget for import kan gapet være på over 2 TWh de verste årene. Dette gapet er vist ved det skraverte feltet. Selv når Nea-Järpstrømmen kommer i drift kan det fortsatt være knapphet på kraft i området. Dette er i hovedtrekk situasjonen som ligger til grunn for manges bekymring rundt forsyningssikkerheten i området.

Som ansvarlig for at det til enhver tid er balanse i kraftsystemet, har Statnett investert i to mobile gasskraftverk, hver på 150 MW. Disse skal plasseres på Tjeldbergodden og i Nyhamna i Møre og Romsdal og skal bare tas i bruk i svært anstrengte situasjoner med

fare for rasjonering (Statnett 2007a). Statnett har også etablert en såkalt energiopsjonsavtale, der store konsumenter får betalt for å redusere forbruket i spesielt vanskelige situasjoner. Statnett disponerer via disse avtalene noe under 1 TWh fordelt over hele landet. Det er usikkert hvor mye av dette som er lokalisert i Midt-Norge. I tillegg har Statnett separert Midt-Norge i eget prisområde på kraftbørsen for å heve prisen i området i anstrengte situasjoner og stimulere til redusert forbruk.

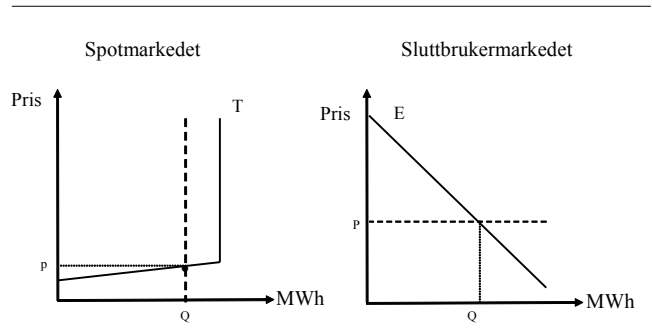
3. Markedets allokering av effekt og energi

For å kunne besvare om vi har en potensiell kraftkrise i Midt-Norge, må vi diskutere hvordan markedet allokerer kraftressursene på kort og lang sikt, dvs. hvordan markedet allokerer effekt og energi. Dagens marked består av et spot- og sluttbrukermarked som påvirker hverandre gjensidig, både på kort og lang sikt. Hvor prisfølsom etterspørselen er, både i spot- og sluttbrukermarkedet, er en sentral faktor i spørsmålet om markedet vil kunne håndtere knapphetssituasjoner.

Prisfølsomheten i spotmarkedet vil bl.a. avhenge av hvor stor del av etterspørselen som har incentiver til å reagere på kortsiktige endringer i spotprisen. De fleste sluttbrukere har kontrakter der prisen er fast over en lengre periode. De fleste husholdningskundene har en standard variabel kontrakt, som er konstant i minst to uker, eller månedsspotkontrakter, hvor prisen i realiteten er fast innen måneden. Videre er en stor del av industrikontraktene fastpriskontrakter, som kan være faste over flere år. Mange bedrifter, spesielt i kraftkrevende industri, har imidlertid mulighet for tilbakesalg av kraft til markedet. Denne muligheten benyttes i varierende grad.³ Det gjør at store deler av sluttbrukerne har få incentiver til å tilpasse forbruket til kortsiktige endringer i spotmarkedsprisen, siden sluttbrukerprisen er fast på kort sikt. Effekten på etterspørselen i kraftmarkedet av at sluttbrukerprisen ikke varierer på kort sikt er illustrert i Figur 5.

Høyre siden av figuren viser husholdningenes etterspørsel i sluttbrukermarkedet (E) mens den venstre siden viser tilpasningen i spotmarkedet. I figuren ser vi på en situasjon hvor prisen i sluttbrukermarkedet

Figur 4. Sammenheng mellom sluttbruker- og spotmarkedet



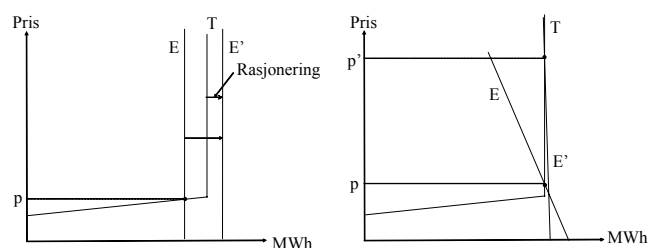
(P) er fast på kort sikt, noe som kan tolkes som en horisontal tilbudskurve. Etterspørselskurven i sluttbrukermarkedet er elastisk, dvs. at konsumentene reagerer på prisendringer, men i og med at sluttbrukerprisen ikke endres på kort sikt, er det ingen grunn for konsumentene å bry seg om kortsiktige variasjoner i spotprisen (p). Kraftleverandørene på sin side må betjene konsumentenes etterspørsel ved å by uelastisk etterspørsel (Q) i spotmarkedet på vegne av disse kundene. Dette er vist til venstre i figuren som en fullstendig uelastisk etterspørselskurve i spotmarkedet.

Markedets allokering av effekt

Hvor godt spotmarkedet håndterer eventuelle anstrengte effektsituasjoner avhenger av den kortsiktige prisresponsen i spotmarkedet og nivået på etterspørselen fra sluttbrukermarkedet. Figur 5 viser tilpasningen i spotmarkedet i to ulike tilfeller: Venstresiden viser spotmarkedet i tilfellet uten etterspørselsrespons, mens høyresiden viser tilfeller med ulik grad av prisfølsomhet i etterspørselen. Det antas at produsentenes bud inn til spotmarkedet skal dekke de marginale og alternative kostnadene i produksjonen. I et vannbasert kraftsystem vil alternativkostnadene av dagens produksjon avhenge av verdien på vannet i magasinene, både i denne perioden og i fremtidige perioder (Førsund, 2005). Dersom det er mye vann i magasinene, vil vannet ha en lavere alternativverdi (verdien av å utsette produksjonen til neste periode) enn dersom det er lite vann. Når kapasitetsgrensen nås, antar vi at tilbudskurven blir vertikal, dvs. det er ikke mulig å skaffe til veie mer effekt utover dette nivået. Hvor langt utover i diagrammet tilbudskurven ligger, vil avhenge av den installerte effektkapasiteten. Reduksjon i tilgangen på effekt vil dermed skifte tilbudskurven innover i diagrammet.

I venstre del av figuren er etterspørselen tegnet inn som en vertikal kurve, dvs. at etterspørselen er gitt og det finnes ingen prisrespons på kort sikt. Markedet vil klarere så lenge etterspørselskurven (E) krysser den stigende delen av tilbudskurven (T), dvs. at det er nok effekt i markedet til å dekke den løpende etterspørselen. Dersom etterspørselen skifter ut til (E'), vil markedet ikke lengre klare og det oppstår behov for fysisk rasjonering. Ved fullstendig uelastiske etterspør-

Figur 5. Tilpasning i spotmarkedet med en fullstendig uelastisk kortsiktig etterspørselskurve (venstre side), og med ulik prisrespons i etterspørselen (høyre side).



selskurver kan man derfor oppleve at markedet ikke klarer i en situasjon med knapphet i tilgangen på effekt, og det kan oppstå en effektkrise.

Fra høyre del av figuren ser vi at med prisrespons i etterspørselen vil spotmarkedet alltid klarere, slik at behov for fysisk rasjonering ikke vil oppstå. Dersom etterspørselen er svært uelastisk vil imidlertid små endringer i etterspørselen føre til store endringer i prisen, spesielt når klarering skjer på den loddrette delen av tilbudskurven. Vi ser også at jo mer prisfølsom etterspørselen er, jo lavere blir prisen. Prisen vil også svinge mindre dersom etterspørselen er elastisk.

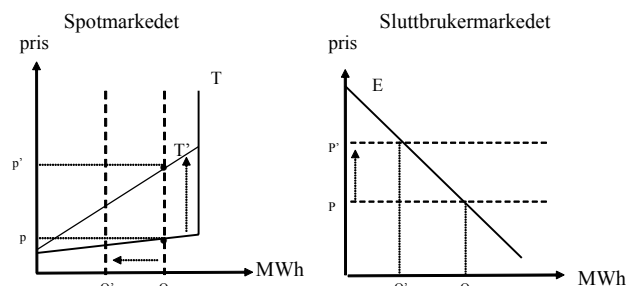
Markedets allokering av energi

Allokeringen av effekt skjer i spotmarkedet fra time til time. Den akkumulerte allokeringen av effekt over en periode gir spotmarkedets allokering av energi. Fra diskusjonen over vet vi at spotmarkedet vil kunne håndtere knapphet på effekt så lenge etterspørselen reagerer på prisendringer. Spørsmålet blir om spotmarkedet også klarer å allokere kraftressursene over en lengre periode, eller om man kan risikere at magasinene går tomme.

Figur 6 illustrerer hvordan spotmarkedet allokere vannressursene over en lengre periode. Venstre del av figuren viser spotmarkedet mens høyre del viser hva som skjer i sluttbrukermarkedet. Vi ser på tilfellet hvor den kortsiktige etterspørselen er fullstendig uelastisk (ingen har kortsiktige incentiver til å endre forbruket) og hvor det er tilstrekkelig effekt til å forsyne etterspørselen på kort sikt. Vi sammenligner to situasjoner: en med god tilgang på energi og en med uventet nedbørssvikt og tilhørende potensiell knapphet på energi.

I situasjonen med god tilgang på energi vil produsentene by inn en lav tilbudskurve (T) for ikke å risikere å sitte igjen med vann mot slutten av sesongen. I tilfellet med nedbørssvikt vil alternativverdien av vannet i senere perioder øke (se Førsund, 2005, for en mer utfyllende beskrivelse av hvordan produsentens tilpasning avhenger av vannverdien). En rasjonell produsent vil se dette og kreve en høyere pris for å bruke vannet nå og ikke spare vannet til neste periode hvor

Figur 6. Tilpasningen i spot- og sluttbrukermarkedet i et system med nok tilgang på effekt



verdien av vannet er høyere. Dette er vist ved et skift oppover i tilbudskurven (til T').⁴ Effektknapphet illustreres m.a.o. ved at tilbudskurven skifter innover i diagrammet, mens knapphet på energi skifter kurven oppover. Dette fører til at spotprisene stiger (fra p til p'). På kort sikt vil ikke konsumentene redusere forbruket, fordi sluttbrukerprisene ikke endres umiddelbart. Dersom kundenes leverandører forventer at situasjonen vil vedvare, vil de i neste runde øke sluttbrukerprisene (fra P til P'), illustrert til høyre figuren. Kundene vil så tilpasse seg denne nye prisen og redusere forbruket fra Q til Q'. Dette vil så leverandørene ta hensyn til i sin anmelding i spotmarkedet, slik at etterspørselen i spotmarkedet skifter mot venstre.

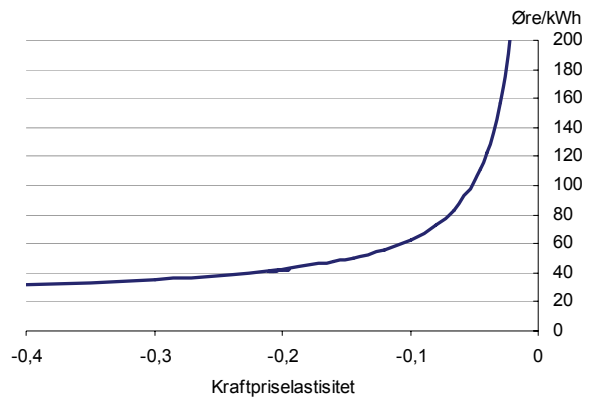
Denne diskusjonen viser at selv om kundenes etterspørsel på kort sikt fremstår som totalt uelastisk i spotmarkedet, er det likevel en fleksibilitet i etterspørselen på noe lengre sikt når mer permanente endringer i spotprisen slår gjennom i sluttbrukerprisene. Dette gjelder under forutsetning av at etterspørselen i sluttbrukermarkedet ikke er fullstendig uelastisk. Dersom alle aktørene tilpasser seg rasjonelt, vil det normalt ikke kunne oppstå en energikrise med mindre det foreligger et vedvarende underskudd på effekt i området.

6. Diskusjon av situasjonen i Midt-Norge

I de fleste situasjoner vil det være nok kraft (både effekt og energi) til å dekke forbruket i Midt-Norge. En knapphetssituasjon kan imidlertid oppstå for eksempel som følge av svært lite nedbør i området. Diskusjonen over viser at dersom det er prisrespons i etterspørselen på spotmarkedet, vil det aldri kunne oppstå en situasjon med langvarig rasjonering av effekt. Det eneste som da kan skape en kraftkrise er dersom etterspørselen i sluttbrukermarkedet er fullstendig uelastisk og at det akkumulerte forbruket er større enn tilgangen. Det kritiske punktet er derfor hvorvidt etterspørselen i det regionale spot- og sluttbrukermarkedet reagerer på prisendringer, slik at prognosene for utviklingen i kraftetterspørselen i regionen, diskutert i figur 3, overvurderer forbruket i en knapphetssituasjon hvor prisen stiger.

Det finnes ingen fullstendige studier av prisfølsomheten i sluttbrukermarkedet for hele alminnelig forsyning i Midt-Norge. De studiene som finnes av sluttbrukermarkedet i regionen omfatter kun husholdningssektoren, og baserer seg på tall fra Statistisk sentralbyrås forbruksundersøkelser for årene 1993 - 1995. Thilert (2007) finner en *kraftpriselastisitet* for husholdningene i området på -0,21, mens Brunland og Solstad (2005) finner en elastisitet på -0,197. For å få et anslag på prisfølsomheten i hele alminnelig forsyning i Midt-Norge, har vi beregnet elastisiteter basert på Statistisk sentralbyrås Energistatistikk, hvor vi anslår forbruksendringene i ulike sektorer som fulgte av prisøkningene fra 2002 til 2003. Disse beregningene

Figur 7. Beregnet nødvendig kraftpris for å redusere forbruket i alminnelig forsyning i Midt-Norge med 2 TWh ved ulike etterspørselsetlastisitet. Øre per kWh



gir en kraftpriselastisitet for alminnelig forsyning i Midt-Norge på -0.12. Studier av prisfølsomheten i spotmarkedet er også relativt få. Bye og Hansen (2007) finner en etterspørselsetlastisitet for hele spotmarkedet på -0,05, mens Hansen (2004) finner en elastisitet for regionen på -0.066. Disse studiene viser at det finnes en etterspørselsrespons, både i spot- og i sluttbrukermarkedet. Som ventet er elastisiteten høyere i sluttbrukermarkedet enn i spotmarkedet. Det er derfor ingen grunn til å forvente at det skal oppstå en kritesituasjon, verken i tilgangen på effekt eller energi.

Hvor høye prisene blir før markedet klarer avhenger av etterspørselens prisfølsomhet. Figur 7 illustrerer hvilken prisøkning vi kan forvente oss dersom alminnelig forsyning i området må spare inn 2 TWh som følge av et tørrår (jf. diskusjonen rundt figur 3). Beregningene er basert på pris og forbrukstall for 2004, som er siste tilgjengelige årgang av Energistatistikken. Gjennomsnittsprisen for alle sektorene i alminnelig forsyning i området var 22 øre per kWh, mens forbruket var i underkant av 11 TWh i 2004. Figuren viser hvilken kraftpris som er nødvendig for å nå forbruksmålet på 2 TWh avhenger av nivået på kraftpriselastisiteten i sluttbrukermarkedet.

Vi ser av figuren at dersom etterspørselen har en prisfølsomhet på linje med elastisitetene rapportert i Thilert (2007) og Brunland og Solstad (2005), vil vi kunne forvente litt under en dobling av kraftprisen (90 prosent) relativt til nivået i 2004 (til 42 øre/kWh). Siden kraftprisen utgjør om lag en tredjedel av sluttbrukerprisen, vil sluttbrukerprisen øke med omlag 30 prosent. Elastisiteten beregnet på bakgrunn av etterspørselsresponsen i området i perioden 2002 til 2003, gir en økning i kraftprisen til sluttbruker på i overkant av 150 prosent (til 50 øre/kWh), noe som tilsvarer en økning i sluttbrukerprisen på rundt 50 prosent. Dersom elastisiteten reduseres ytterligere, og når nivåene på elastisiteten i spotmarkedet rapportert i By og Hansen (2007) og Hansen (2004), vil kraftprisen øke raskt og vi kan få en dobling av sluttbrukerprisen.

Figuren illustrerer at dersom etterspørselsresponsen i sluttbrukermarkedet er lav må kraftprisen være høy for å få tilstrekkelig reduksjon i forbruket. Dersom det skulle oppstå et tørrår, kan derfor spotprisen i dette prisområdet bli høy sammenlignet med andre deler av landet. Det kan føre til krav om politisk inngripen i markedet, som for eksempel maksimumspriser til sluttbrukerne. Problemet med å innføre et øvre tak på sluttbrukerprisene er at det gjør etterspørselskurven fullstendig uelastiske. Når sluttbrukerprisene ikke kan økes utover dette taket, vil ikke den fleksibiliteten som finnes i sluttbrukermarkedet nå gjennom til spotmarkedet og etterspørselen vil ikke reduseres uansett hvor høye spotprisene blir. Dette kan skape en unødvendig spent energisituasjon, og i verste fall en energikrise.

Dermed oppstår det et politisk dilemma: Den løsningen markedet skaper er politisk uakseptabel på grunn av høye priser i regionen, samtidig som innføring av maksimumspriser kan føre til at markedet kollapser og man får en politisk skapt energikrise. Spørsmålet blir da om det finnes alternative tiltak som kan løse dette dilemmaet. Vi diskuterer her to aktuelle alternativer: Installering av reservekraftverk og installering av nytt måleutstyr i bl.a. husholdningene.

Som tidligere nevnt, har Statnett gått til innkjøp av to reservekraftverk. Det er imidlertid ikke uproblematisk å bruke reservegasskraftverk, fordi en slik økning av tilbudet kan redusere spotprisen. Som diskutert i Ericson (2007) vil en slik innblanding i markedet øke risikoen for at investeringer i markedet uteblir. Nye produksjonsenheter er avhengig av perioder med høye priser for å gå inn i markedet. Bruk av reservegasskraftverk vil dermed kunne virke mot sin hensikt, og man kan risikere å ende opp i en situasjon der systemansvarlig blir tvunget til å fortsette med den type løsninger for å sikre balansen i systemet.

Et annet alternativ, som for tiden er til utredning i OED (Budsjett-innst. S. nr. 9 - 2006-2007, side 22), er installering av automatiske målere i husholdningene. Dagens måler teknologi måler kun akkumulerte forbruket mellom hver måleravlesning, og gjør det vanskelig for kundene å betale for deres kontinuerlige forbruk i henhold til den løpende spotprisen som varierer på timebasis. Dette gjør at disse kundenes etterspørsel blir uelastisk i spotmarkedet (se for øvrig Ericson, 2007, for en mer detaljert diskusjon av dette). Innføring av automatisk måleravlesning muliggjør timestepskontrakter også for husholdningene, og den kortsiktige etterspørselsresponsen vil trolig øke. Dermed vil svingningene i spotprisene bli mindre, og differansen mellom prisen i Midt-Norge og andre deler av landet vil bli lavere i en anstrengt situasjon. Dermed reduseres også kravet om politisk inngripen, og eventuelle politiske kriser kan reduseres eller avverges.

7. Konklusjon

Situasjonen i Midt-Norge har vært preget av stor økning i forbruket de siste årene, og det er forventet ytterligere vekst. Investeringer i kraftproduksjon har vært liten og det er usikkert når en kan forvente nye investeringer. I år med normal nedbør vil det ved dagens produksjons- og overføringskapasitet normal ikke oppstå knapphet verken på energi eller effekt i området. I ekstreme tørrår vil imidlertid mulighetene for å opprettholde kraftbalansen i området kreve at markedet gir tilstrekkelige prissignaler til konsumenter og produsenter. Importen til området vil kunne øke fra 2009/2010 når Nea-Järpstrømmen kommer på plass, men det er først fra 2012, når eventuelt Ørskog-Fardal er klar, at forbruket vil kunne dekkes i år med lite nedbør og lav produksjon uten at konsumentene og produsentene trenger å endre sin tilpasning.

Med en viss respons i etterspørselen i spot- og sluttbrukermarkedet, er det vanskelig å se at det kan oppstå en kraftkrise. Tall fra området indikerer at det finnes en ikke ubetydelig etterspørselsrespons hos sluttbrukerne i regionen. Studier av spotmarkedet indikerer at det også her finnes en etterspørselsrespons. Det er derfor ingenting som skulle tilsi at dagens marked ikke skulle være i stand til å håndtere eventuelle tørrår. Det kan imidlertid oppstå situasjoner hvor markedet gir så store forskjeller mellom prisene i Midt-Norge og resten av landet at det er politisk uakseptabelt, både av distrikts-, fordelings- og næringspolitiske årsaker. I en slik situasjon vil det oppstå et press om politisk intervensjon.

Et forslag til tiltak som ofte dukker opp er innføring av maksimumspriser for sluttbrukerne. Et slikt tiltak vil kunne føre til at markedet slutter å fungere i en anstrengt kraftsituasjon, fordi prissignalene ikke når fram til konsumentene. De vil dermed fortsette å bruke strøm som før. Dette vil kunne påvirke markedets evne til å allokere ressurser, og i verste fall føre til en politikerstyrt energikrise. Et alternativ er å installere automatiske målere i husholdningene. Dette vil kunne øke den kortsiktige etterspørselsresponsen og redusere prisvariasjonene. Installering av slike automatiske målere innebærer imidlertid en kostnad, og spørsmålet er hvorvidt gevinstene er tilstrekkelig store til at en slik investering er lønnsom. Tar man imidlertid hensyn til at en markedsløsning vil kunne være politisk uakseptabel, og at det stilles krav om politisk inngripen i markedsløsningen, kan en fremskyndet innføring av toveiskommunikasjon være et godt alternativ som ikke forstyrrer markedsløsningen, men snarere sørge for at markedet fungerer bedre.

Referanser

Bye, T. og P.V. Hansen (2007): «A simultaneous multi-market modell for the demand elasticity. An econometric study of Sweden and Norway», Kommer i serien Discussion Papers, Statistisk sentralbyrå.

Brunland, P.H. og M. Solstad (2005): «Regionale forskjeller i husholdningers etterspørsel etter elektrisitet», Mastergradsoppgave 30 stp 2005, Universitetet for miljø- og biovitenskap.

Ericson, T. (2007): «Short-term electricity demand response», Doctoral theses, 2007:53, NTNU.

Førsund, F.R. (2005): «Hydropower Economics», Memorandum no 30/2005, Universitetet i Oslo.

Hansen, P.V. (2004): «Regional electricity spot price responses in Norway», Documents no. 13, Statistisk sentralbyrå.

Istad (2006): «Kraftsystemutredning, Møre og Romsdal, 2006», Istad nett AS, mai 2006.

Nordel (2005): «Prioritised Cross-Sections Reinforcement Measures within the Nordic Countries Status», juni 2005.

NTE (2006): «Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2006 - 2015», Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, mai 2006.

OED (2006): «Kraftsituasjonen i Midt-Norge – et omfattende arbeid er gjort.» www.regjeringen.no

OLF (2003): «Lave strømpriser fram til 2007», www.olf.no/nyheter/ntb.

Statnett, 2005, Kraftsystemutredning for Sentralnettet, 2005-2020. Juni 2005 (revidert desember 2005)

Statnett (2006a): 4. Kvartalsrapport 2006, pr 31. desember

Statnett (2006b): «Nettutviklingsplan for Sentralnettet, 2006-2025», Statnett august 2006.

Statnett, 2006c. Statnett seminar for naturvernere. Thorbjørnrud, 11 Mars 2006

Statnett (2007a): «Krafttak for sikker strømforsyning – om anstrengte kraftsituasjoner og Statnetts rolle».

Statnett (2007b): «420 kV ledning. Ørskog-Fardal. Søknad om konsesjon, ekspropriasjon og forhåndstiltredelse» Konsesjonssøknad, Februar 2007.

TEV/TE (2006): «Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2006-2021», Trondheim Energiverk Nett AS, TrønderEnergi Nett AS, juni 2006.

Teknisk Ukeblad (2006): «Ruster seg til krig mot kraftlinjer», <http://www.tu.no/energi/article57043.ece>

Thilert, K. (2007): «Etterspørsel etter elektrisitet i ulike husholdningsgrupper», Mastergradsoppgave i økonomi, Universitetet i Oslo.

Noter

- ¹ Til tross for all usikkerheten knyttet til ny produksjon vil nok dette være en urealistisk prognose fram til 2015. Imidlertid vil det sannsynligvis ikke komme ny produksjon av betydning før 2010 som kan avhjelpe kraftsituasjonen de nærmeste årene. Å anta at konsumet i regionen er fullstendig ufølsom overfor økte priser er en svært streng forutsetning.
- ² I følge Statnett (2007b) side 78, er det usikkerhet da det ikke finnes erfaringer for en import til området på det nivået som det her snakkes om.
- ³ Mange har store kostnader forbundet med å stenge og starte produksjonen og ved nedstengning kan de få problemer med å overholde sine leveringsforpliktelser.
- ⁴ Her antar vi at den kortsiktige produksjonskapasiteten ikke påvirkes av økningen i vannverdiene.