

## Kapittel 14

# Kraftutveksling med utlandet

### 14.1 Hvordan fungerer utenlandshandel med kraft?

#### 14.1.1 Kraften flyter til landet med høyest pris

Handel med kraft er styrt av prisforskjeller. Kraften flyter fra landet (eller området) med lavest pris til landet (eller området) med høyest pris. Et eksempel er NorNed som har en kapasitet på 700 MW og forbinder Norge og Nederland. I timer hvor prisen i Nederland er høyest vil det gå 700 MW fra Norge til Nederland, og når Norge har høyest pris går det 700 MW til Norge.<sup>1</sup> Retningen på kraftflyten i den enkelte time er altså bestemt av hvilken pris som er høyest, mens mengden kraft som handles hver time er begrenset av kapasitet på forbindelsen. Netto krafteksport fra Norge til for eksempel Nederland over et år avhenger av hvor mange timer Nederland har høyest pris og hvor mange timer Norge har høyest pris. Hvis Nederland har høyest pris 60 prosent av tiden og Norge har høyest pris 40 prosent av tiden, blir nettoeksporten tilnærmet lik 20 prosent av teoretisk eksportkapasitet.<sup>2</sup> Med en kabel på 700 MW får man i dette eksemplet en netto eksport på om lag 1,2 TWh. Hvis norsk pris var lavest hele tiden, ville eksporten blitt 6 TWh. I land som Nederland, Tyskland og England varierer kraftprisene svært mye over døgnet. For å få full eksport hele tiden til slike land må den norske kraftprisen i praksis være null. Tilsvarende må prisen være svært høy for å få full import hele tiden. Dette er nærmere forklart nedenfor.

<sup>1</sup> Det tar litt tid å snu kraftflyten. Når prisforskjellen skifter retning fra en time til den neste, vil det være en overgangsperiode hvor kraftflyten ikke er full i noen retning. Med et overføringstap på om lag 4 prosent, må det mates inn ca 4 prosent mer kraft på eksport siden enn det som tas ut på import siden.

<sup>2</sup> Overføringstap og det at det tar litt tid for å snu kraftflyten kan gi et mindre avvik.

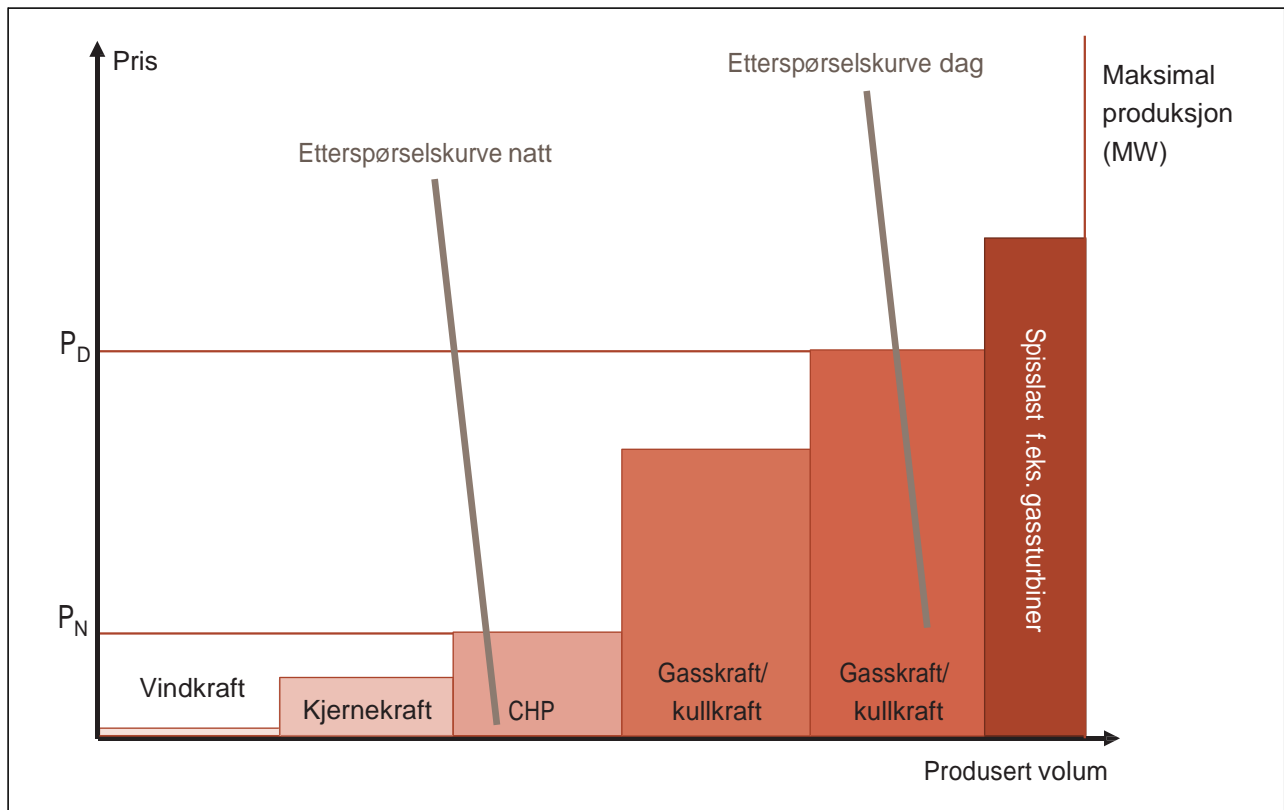
#### 14.1.2 Netteier får flaskehalsinntekten

Norske kraftprodusenter får betalt kraftprisen i det prisområdet hvor de leverer sin kraftproduksjon til nettet. For dem har det der for ingen økonomisk betydning om kraften forbrukes lokalt, eksporteres til et annet prisområde i Norge eller selges til utlandet. Det er heller ikke mulig å si hvem som produserer for eksport. Eierne av nasjonale og internasjonale overføringsforbindelser (Statnett for Norges del) får en inntekt fra transport av kraft mellom områder og land som har ulike priser, såkalt flaskehalsinntekt. Flaskehalsinntekten er lik overført volum ganget med prisforskjellen mellom de to markedene. Utenlandsforbindelsene eies vanligvis i fellesskap av de respektive landenes sentralnettseiere. Disse deler da flaskehalsinntekten og må sammen dekke tapkostnadene og andre driftskostnader. Når Statnett er medeier i en utenlandsforbindelse, går Statnetts andel av flaskehalsinntekten til å dekke kostnadene i nettet, inkluderer kostnader ved utenlandsforbindelser, jf. avsnitt 13.3 om fordeling av inntekter og kostnader i nettet.

#### 14.1.3 Billig kraftproduksjon erstatter dyr kraftproduksjon

Handel styres av prisforskjeller, og prisforskjellene i kraftmarkedet skyldes at produksjonskostnadene for kraft og ressurstilgangen er forskjellig. Produksjonskostnadene og prisene varierer over tid, mellom land og mellom områder innen land. Når man ser utenlandshandelen fra et norsk perspektiv, er det spesielt viktig å forstå forskjellene på kostnadsstrukturen (og dermed prisdannelsen) i det norske vannkraftsystemet og kostnadsstrukturen i andre land, jf. avsnitt 3.3 og tabell 3.1.

Markedsprisen for hver time beregnes ut fra budene i markedet, slik at den billigste kombinasjon av kraftverk brukes til å dekke etterspørselen. Også forbrukere kan delta i markedet og kjøpe mer eller mindre kraft avhengig av hva prisen blir. I praksis er forbruket mye mindre fleksib-



Figur 14.1 Illustrasjon av tilbud, etterspørsel og priser i et kraftsystem basert på varmekraft og vindkraft

belt enn kraftproduksjonen, særlig på kort sikt. For å forenkle, legger vi i denne framstillingen der for mest vekt på produksjonssiden.

Med effektiv konkurranse vil budene i kraftmarkedet reflektere de variable produksjonskostnadene i de ulike kraftverkene. Markedsprisen blir lik det dyreste produksjonstilbudet som må aksepteres, for at etterspørselen skal bli dekket.

I Sverige kommer omtrent halve kraftproduksjonen fra vannkraft. Alle andre nåværende og framtidige handelspartnere, som for eksempel Danmark, Nederland og Tyskland, har en kraftsektor som er dominert av varmekraftverk. Over tid vil fornybar kraft og særlig vindkraft spille en økende rolle i disse landene. Kostnadene ved varmekraft og produksjonen fra sol- og vindkraft vil være avgjørende for prisnivået og prisvariasjonen i disse landene.

I varmekraftverk er variable produksjonskostnader lik brenselkostnadene pluss utslippskostnad for  $\text{CO}_2$ , og kostnader ved start og stopp. I et vindkraftverk er de variable produksjonskostnadene nær null, mens produksjonen er begrenset av vindforholdene. Figur 14.1. illustrerer kostnadsstruktur og prisvariasjon over døgnet i et land med termisk kraftproduksjon og vindkraft.

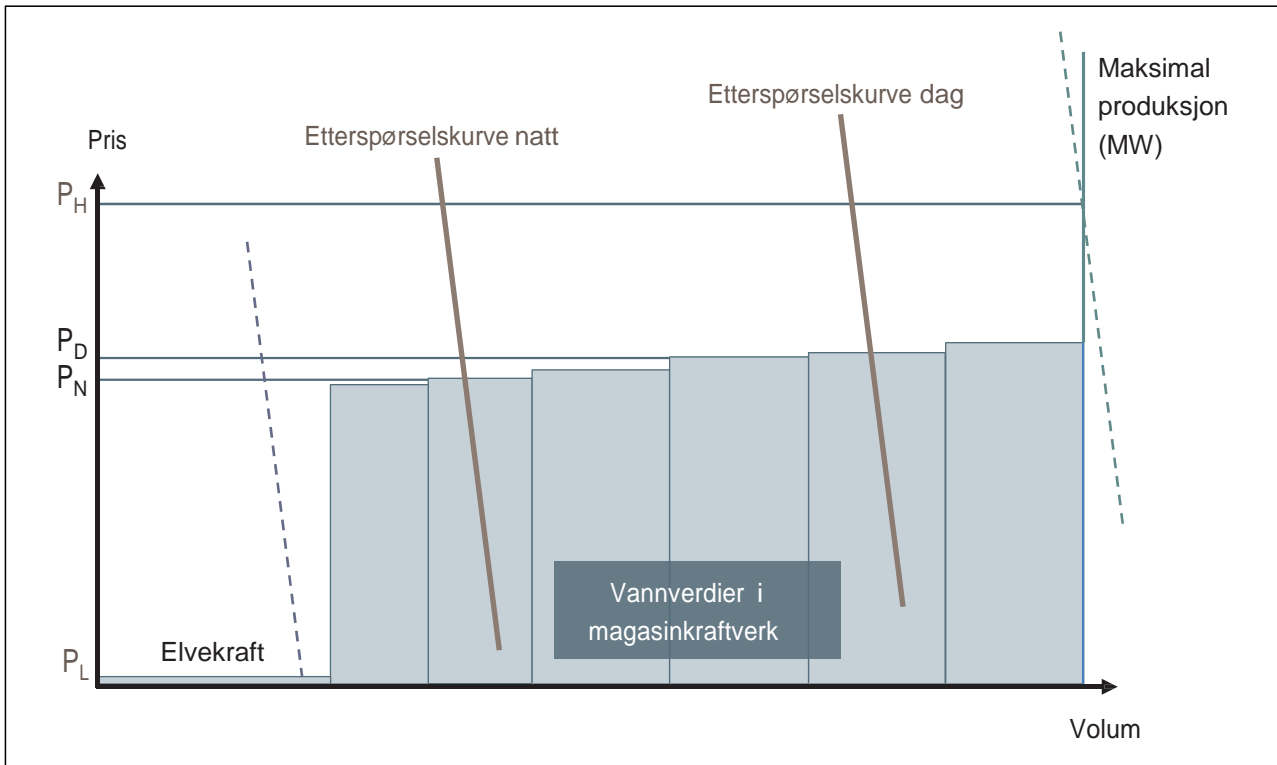
Produksjonskostnadene avhenger av brenselprisene og hvor effektivt anleggene kan bruke

brenselet. Vi har markert søyler med ulike farge-nyanser for å illustrere at man har ulike teknologier med ulike brensel. Til venstre finner vi vindkraft som har variable produksjonskostnader nær null, dernest kjernekraft som også har lave brenselkostnader. Så følger kombinert kraft- og varmeproduksjon og ulike gass- og kullkraftverk, kanskje med gassturbiner som den dyreste teknologien helt til høyre. Gassturbiner er dyre i drift, men relativt billige å ha, så de egner seg godt for å dekke et toppforbruk som har kort varighet. I praksis finnes det svært mange kraftverk med ulike produksjonskostnader.

Forbruket (etterspørselen) er generelt mye lavere om natten enn om dagen. I figuren har vi forenklet dette ved å velge én etterspørselskurve som representerer etterspørselen om natten og én som representerer etterspørselen om dagen. Om natten klarer kraftverk med lave kostnader å dekke forbruket, og i dette eksemplet blir prisen  $P_N$ . Om dagen er forbruket større, og dyrere anlegg må startes. I eksemplet blir prisen  $P_D$ .

I varmekraftverk er jevn og full drift mer energieffektivt og gir mindre slitasje på anleggene enn variabel produksjon. Det koster mye å starte et varmekraftverk for kun å kjøre noen timer.

Over tid kan produksjonskostnadene ved ulike kraftverk variere vesentlig fordi brenselpri-



Figur 14.2 Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i vannkraftsystemet

sene varierer. Tilgangen på fornybar kraft vil variere mye og bidra til store prisforskjeller. Når vindkraften produserer lite, må man starte kraftverk med høyere produksjonskostnader for å dekke forbruket. Når vindkraften produserer mye, er det nok å supplere vindkraften med kraftproduksjon som har lave produksjonskostnader. Når vindkraften produserer mye samtidig som forbruket er lavt, kan kraftprisen i noen tilfeller bli null (eller endog negativ). Eksportmuligheter gjør det mulig å utnytte vindkraften i stedet for at kraften går til spille. I alle land kan utkobling av produksjonsanlegg på grunn av feil eller vedlikehold påvirke prisene, jamfør for eksempel redusert produksjon ved svenske kjernekraftverk i 2009 og 2010.

Norge har med sin vannkraft en annen kostnadsstruktur enn land med et varmekraftbasert system. I Norge betyr tilsigene mye for produksjonsevnen. I perioder med knapphet blir prisene høye. I perioder med store tilsig og fulle magasiner kan man risikere spill av vann, og prisen kan bli presset ned mot null.

Vannverdien er for ventet framtidig verdi av vannet og er nærmere forklart i kapittel 3. Man kan se på vannverdien som magasinverkens brenselkostnad. Figur 14.2 illustrerer tilbudskurven fra vannkraftverkene og variasjon i etterspørselen mellom dag og natt.

De to tykke etterspørselskurvene illustrerer normal variasjon i etterspørsel mellom dag og natt. Vannverdiene varierer litt mellom ulike magasin, avhengig av fyllingsgrad og for ventet tilsig, og prisene vil derfor også variere litt mellom dag ( $P_D$ ) og natt ( $P_N$ ).

I spesielle tilfeller kan etterspørselen være særlig lav om natten (sommernatt). Dette er illustrert ved den stiplede etterspørselskurven til venstre i figuren. Her er det kostnadene ved elvekraft (som ikke kan lagres) som bestemmer prisen, og prisen er dermed nær null ( $P_L$ ). I praksis vil en slik situasjon innebære at mulig vannkraftproduksjon går tapt (spill).

Tilgangen på vannkraft varierer. I perioder med store tilsig produserer uregulert vannkraft mer enn ellers. Hvis noen magasin går fulle, vil de produsere på samme måte som elvekraft. Da øker tilbudet av uregulert kraft, og sannsynligheten for prisfall og spill av vann øker. Utbygging av uregulert vannkraft og av vindkraft gjør at slike situasjoner forekommer oftere. Hvis sommerforbruket øker, for eksempel som følge av mer kraftintensiv industri, vil det redusere prisfallet. Eksportmuligheter kan også begrense sannsynligheten for prisfall og spill.

I situasjoner med sterk kulde kan forbruket om dagen bli høyere enn tilgjengelig kapasitet. Da presses prisen opp til  $P_H$  og etterspørselen

reduseres. Siden Norge er sammenkoblet med andre land, kan import avhjelpe situasjonen hvis det oppstår knapphet på produksjonskapasitet en kald vinterdag. I stedet for kostbare kutt i forbruket, i verste fall tvangsmessig utkobling, øker importen.

På kort sikt er virkningen av handel først og fremst at det eksisterende produksjonsapparatet utnyttes mer effektivt, og at de samlede produksjonskostnadene dermed reduseres.

På lang sikt åpner handel for økonomiske gevinster ved at det bygges ut mer produksjonskapasitet der hvor ressursgrunlaget er best. Dette er særlig viktig for fornybare ressurser som vannkraft og vindkraft, hvor ressursgrunlaget kan være svært forskjellig fra sted til sted.

#### 14.1.4 Prisvariasjon og handelsmønster – hva viser historien?

Figur 14.3 viser gjennomsnittlig prisprofil over uken for Norge (Oslo-pris), Tyskland og Sverige for årene 2002 – 2011. Figuren er laget ved å beregne gjennomsnittsprisen for alle time 1, alle time 2 og så videre til time 168 for alle uker i året 2002-2011.

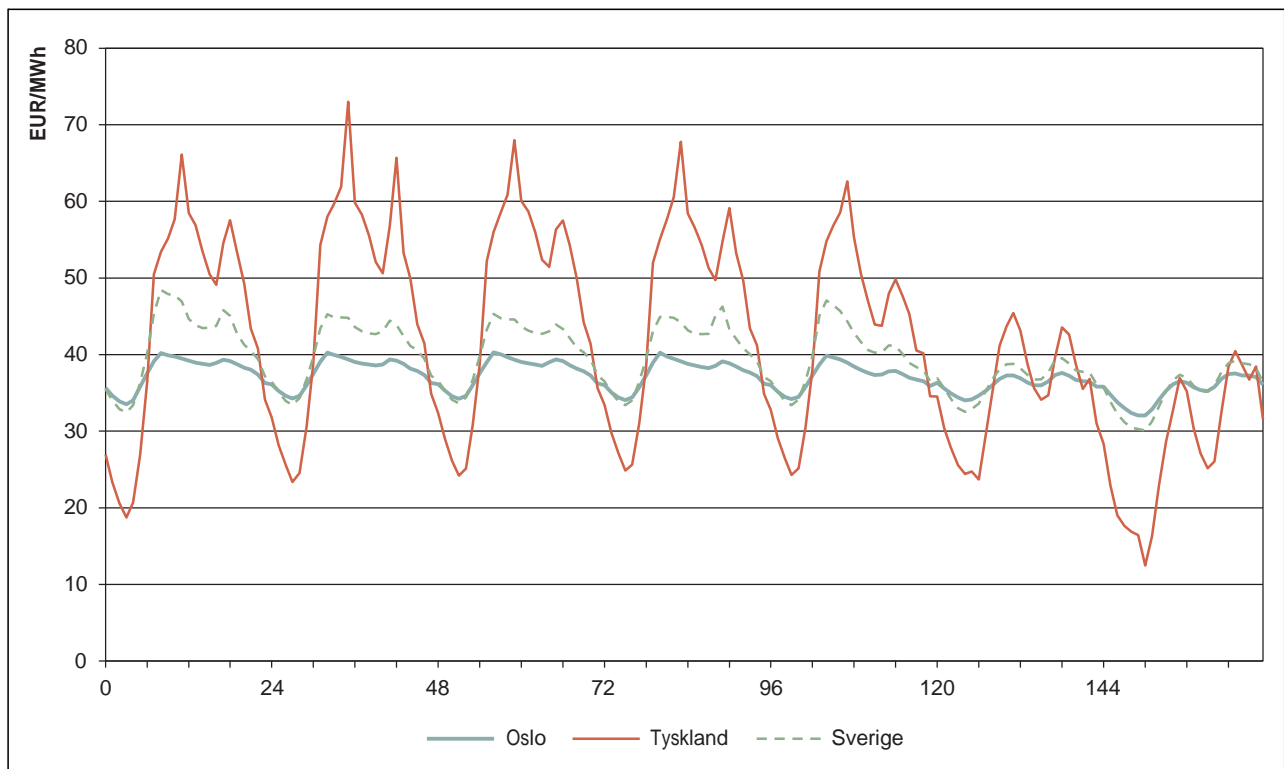
Figuren viser at kraftprisene i Tyskland er mye høyere på virkedagene (mandag – fredag) enn om natten og i helgene. De tilsvarende pris-

profilene for Nederland og Storbritannia følger samme mønster. Vi ser også at prisvariasjonen i Norge har vært liten innenfor en slik gjennomsnittlig uke, mens prisene i Sverige har variert mer enn de norske. Svenske priser preges både av overføringskapasiteten til Norge og av at Sverige selv har en del regulerbar vannkraft.

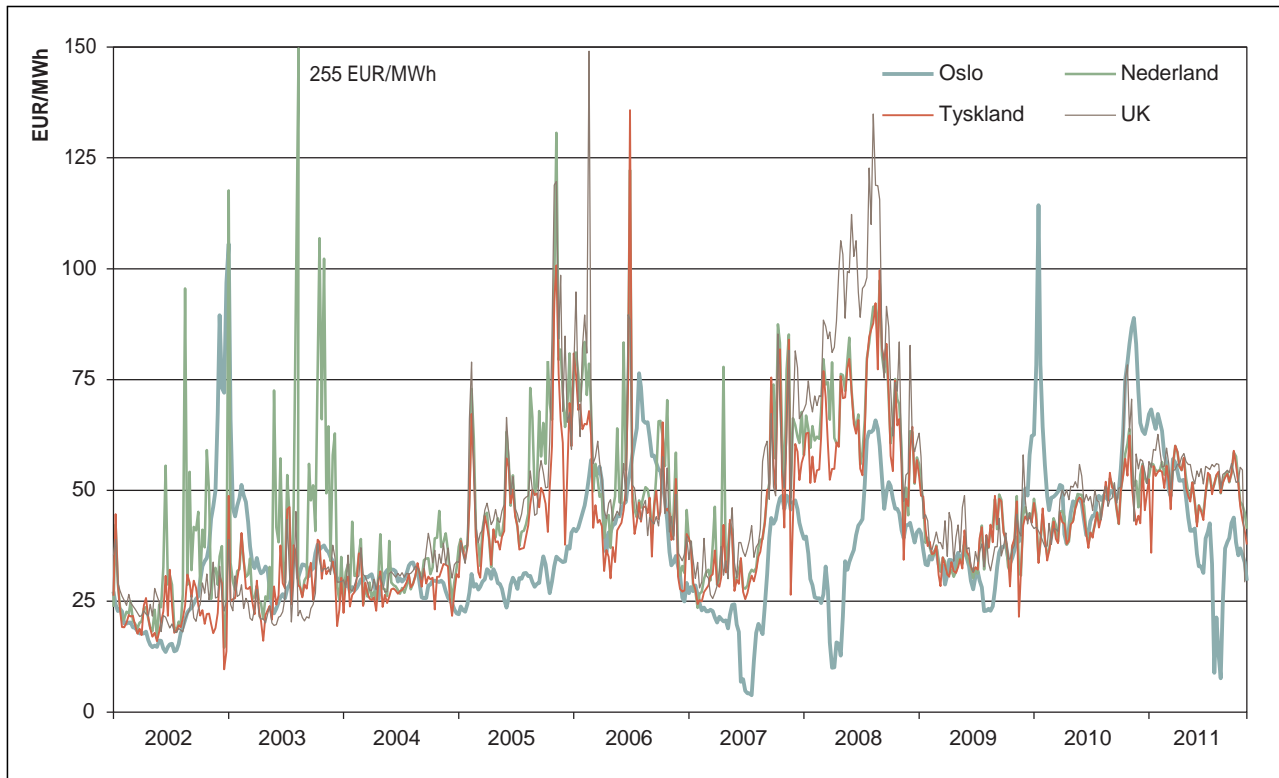
Med det prismønsteret som er vist i figuren, ville en forbindelse mellom Norge og Tyskland gi full eksport om dagen mandag til fredag, og full import om natten mandag til fredag samt store deler av helgen. I den gjennomsnittlige uken måtte norsk pris vært over 70 EUR/MWh (om lag 56 øre/kWh med valutakurs 8 NOK/EUR) for å få import i alle timene, og den måtte ned mot 10 EUR/MWh (vel 8 øre/kWh) for å få eksport i alle timene. Det trengs med andre ord store utslag i norsk pris for å få full eksport eller full import.

Siden prisene i Sverige varierer mindre innenfor døgnet og uken enn i Tyskland, trengs det mindre prisendring i Norge for å få kontinuerlig import fra Sverige eller kontinuerlig eksport. Ofte følger prisene i Sverige og Norge hverandre ganske tett, samtidig som det flyter mye kraft til landet som har høyest pris.

Vi ser at hvis prisene hos en handelspartner varierer mer over døgnet, må den norske prisen lenger ned for å få kontinuerlig eksport og den må lenger opp for å få kontinuerlig import.



Figur 14.3 Gjennomsnittlig prismønster innenfor uken i Norge (Oslo), Tyskland og Sverige, 2002-2011



Figur 14.4 Gjennomsnittspris per uke i Norge (Oslo), Tyskland (EEX), England (UK) og Nederland (APX) for årene 2002-2011

I Tyskland koster det lite å holde en høyere produksjon om natten, og man kan eksportere kraft til Norge uten store kostnader. Om dagen får Tyskland tilbake kraft som gjør at man ikke behøver å starte like mange kraftverk med høye kostnader. Det norske kraftsystemet fungerer da på mange måter som et midlertidig lager.

Prisnivået i Norge varierer mye mellom måneder og år som følge av tilsigsvariasjoner. I andre land vil også prisnivået variere mye over tid, blant annet fordi brenselprisene varierer betydelig. I noen perioder kan handelsmønsteret derfor være preget av stor eksport, mens det i andre perioder vil være dominert av import. Den underliggende kraftbalansen i Norge vil avgjøre hvor stor gjennomsnittlig eksport eller import man får over tid.

Figur 14.4 viser hvordan gjennomsnittsprisen per uke har variert i årene 2002-2011 for Norge (Oslo), Tyskland, Nederland og Storbritannia (UK).

I alle landene har variasjoner i brenselpriser og kvotepriser hatt stor betydning for prisvariasjonen. I tillegg har en rekke begivenheter påvirket prisene i de enkelte landene. Dette handler blant annet om produksjonsproblemer i kraftverk, som for eksempel begrensningene i svensk kjernekraft i noen perioder, og kjøleproblemer i kraftverk på Kontinentet i forbindelse med hetebølger. Varia-

sjoner i etterspørselen på grunn av vær og konjunkturer har også betydning og kan slå ulikt ut i forskjellige land.

Variasjoner i vindkraft og solkraft (i Tyskland) har allerede stor betydning for prisene og vil få økende betydning etter hvert som det bygges ut mer fornybar kraftproduksjon. Stor og ukorrelert prisvariasjon i de ulike landene gir større prisforskjeller mellom Norge og potensielle handelspartnere. Det øker lønnsomheten av handel.

Norsk netto eksport og netto import vil variere innenfor året og mellom år, først og fremst på grunn av stor variasjon i tilsigene. Store tilsig presser ned norsk pris. Lavere norsk pris gir flere timer med eksport og færre timer med import. Det gir økt netto eksport. Ved lave tilsig og knapphet presses prisen opp, det blir færre timer med eksport og flere timer med import. Det gir mer netto import.

Tilsigene er størst om sommeren, når forbruket er lavest. I et vått år vil prisene ofte bli presset nedover i sommerhalvåret, fordi en del av de mindre vannmagasinene fylles. Da må kraftprodusentene øke produksjonen for å unngå spill av vann. Økt produksjon kombinert med lavt forbruk gir lavere priser og økt netto eksport.

I tørre år er importbehovet særlig stort om vinteren.

### 14.1.5 Prisvariasjon og handelsmønster – hva kan vi vente oss i framtiden?

EUs fornybardirektiv innebærer en ambisiøs utbygging av fornybar kraft fram mot 2020. Samtidig bidrar kvotemarkedet til å gjøre gasskraft og særlig kullkraft uten karbonfangst og -lagring (CCS) dyrere i bruk. Fram mot 2050 sikter EU mot en kraftsektor praktisk talt uten CO<sub>2</sub>-utslipp. Med en slik politikk vil fossil kraft (uten CCS) bli dyrere i bruk og etter hvert bli erstattet av utslippsfri kraftproduksjon.

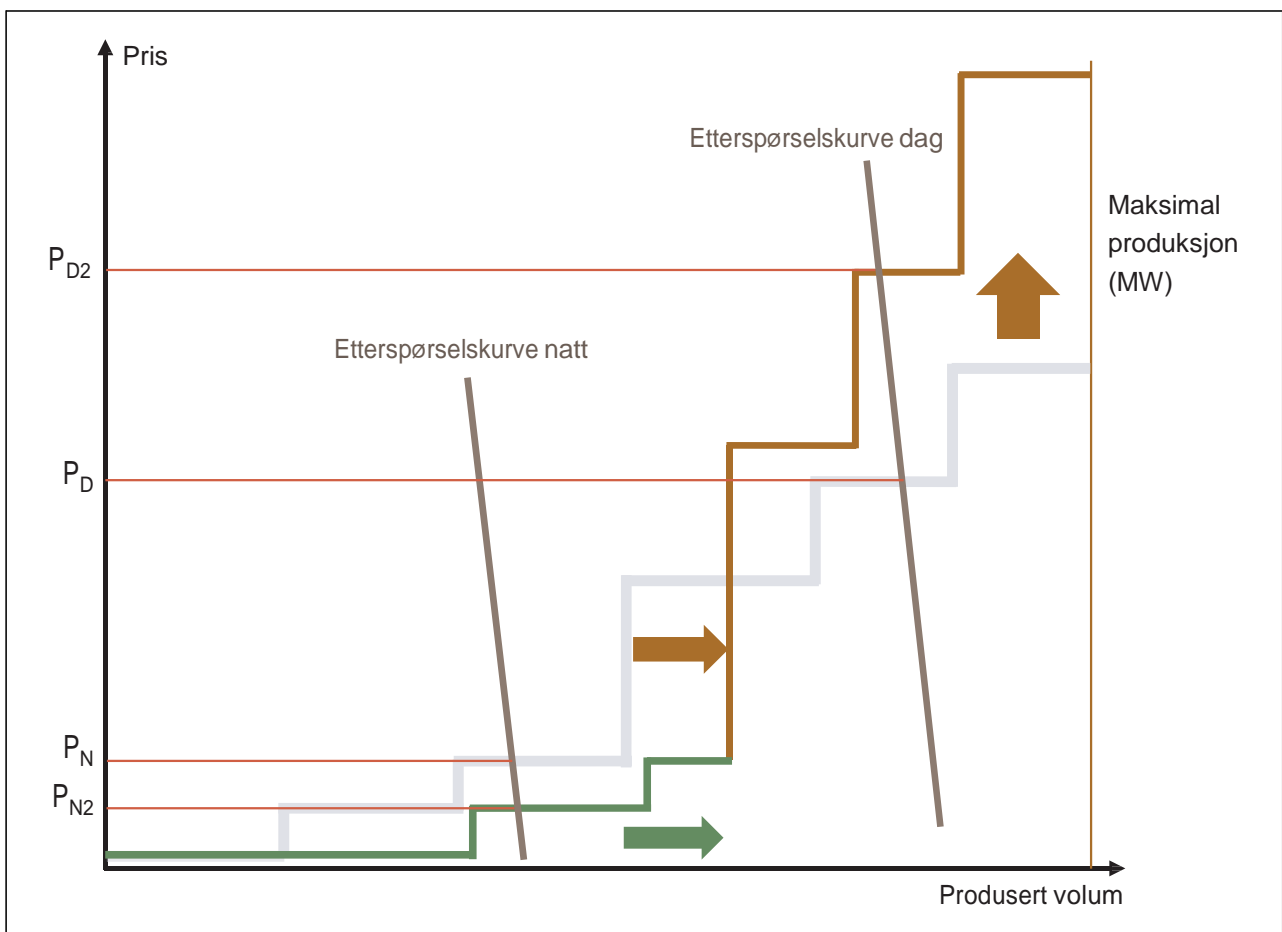
Konvensjonell fossil kraftproduksjon er regulert og kan tilpasses forbruket. Nesten alle utslippsfrie alternativer, inkludert kjernekraft og fossil kraft med CCS, er mindre fleksible eller dyrere å regulere enn tradisjonell fossil kraft. Unntaket er vannkraft med magasin som er mest fleksibel av alle innenfor døgn og uker. Sol- og vindkraft varierer dessuten med været. Et stivere produksjonssystem og mer variabel tilgang på kraft vil trolig gi økt prisvariasjon i framtiden<sup>3</sup>. Man må utvikle ny fleksibilitet innen både forbruk og produksjon, inkludert teknologier for å lagre

kraft og energi i ulike former. Det blir også viktig å styrke overføringsnettene internt i hvert land og mellom land. Et sterkere overføringsnett kan jevne ut tilfeldige svingninger i ulike fornybare energikilder. Et sterkere nett gjør det dessuten mulig å utnytte tilgjengelig fleksibilitet i et område til å håndtere ubalanser i et annet område. Et eksempel på dette er at fleksibiliteten i norsk vannkraft kan utnyttes i andre land.

Figur 14.5 illustrerer hvordan tilbudskurven i et termisk kraftsystem, som hos våre handelspartnere, kan bli endret når fossil kraft reduseres og blir dyrere, samtidig som man får et større innslag av fornybar kraft med lave produksjonskostnader.

Den lyseblå trappetrinnskurven illustrerer opprinnelig tilbudskurve, se figur 14.1. Den framtidige tilbudskurven er delt i en grønn og en brun del. Den grønne delen til venstre representerer utslippsfri kraft som har lave produksjonskostnader og som det blir mer av. Den brune delen av

<sup>3</sup> Dersom myndighetene subsidierer inn ulike kilder til fleksibilitet kan det tenkes at markedsprisene ikke vil reflektere de fulle kostnadene ved å fremskaffe fleksibiliteten.



Figur 14.5 Klimapolitikken endrer formen på tilbudskurven

tilbudskurven representerer fossil kraftproduksjon som det gradvis blir mindre av, og som blir dyrere å bruke. Samlet sett vil prisene i perioder med lite forbruk bli lavere enn før ( $P_{N2}$ ), mens prisene i perioder med høyt forbruk blir høyere enn før ( $P_{D2}$ ). Variasjoner i vindkraften vil dessuten forsterke prisvariasjonen.

Med større prisvariasjon hos våre handelspartnere, vil prisforskjellene mellom disse landene og Norge bli større. Dermed blir også flaskehalsinntekten større og lønnsomheten ved forbindelsene bedre.

Norges behov for handel med kraft blir også påvirket av endringer i kraftsystemene:

- Økt variasjon i tilgangen på kraft på grunn av klimaendringer og utbygging av uregulert vannkraft og vindkraft i Norge gir økt behov for handel. Et økende kraftoverskudd i Norge (og Sverige) vil øke eksportbehovet i våte år og dempe importbehovet i tørre år.
- Dansk og finsk kullkraft øker sin produksjon i tørre år og reduserer den i våte år, som respons på markedsprisene. Nedbygging av denne reguleringsevnen øker Norges behov for handel med land utenfor Norden.

Mer variabel tilgang på kraft i Norden og mindre fleksibel kraftproduksjon, vil gi mer variasjon i kraftprisene. Dermed øker lønnsomheten av sesongpumping,<sup>4</sup> magasinkapasitet og av kraftforbruk som kan skifte mellom elektrisitet og andre energibærere.

## 14.2 Prisvirkninger av utenlandshandel

Vi skal her drøfte hvordan krafthandel påvirker gjennomsnittsprisen over tid, prisvariasjon mellom tørre og våte år og prisstruktur innenfor døgn og uka.

### 14.2.1 Flere utenlandsforbindelser gir trolig litt høyere gjennomsnittspris

Utenlandsforbindelser vil først og fremst påvirke det gjennomsnittlige prisnivået i Norge via netto eksport eller netto import over tid. En utveksling med like mye import og eksport, bare på ulike tider, vil neppe påvirke gjennomsnittlig prisnivå vesentlig.

<sup>4</sup> Sesongpumping betyr at man pumper vann fra laveliggende magasin til høyereliggende magasin, typisk fra sommeren og flomperioder til perioder med høyere kraftpriser, for eksempel om vinteren. Sesongpumping bidrar til at lagerkapasiteten i vannkraftsystemet utnyttes bedre.

### *Forbindelser som gir netto eksport bidrar trolig til litt høyere prisnivå*

Netto eksport på en ny utenlandsforbindelse fungerer som ny etterspørsel etter kraft i Norge, og vil trolig gi omtrent samme gjennomsnittlige prisvirkning som nytt forbruk. Forskjellen er at handelen vil være prisstabiliserende, siden eksporten er størst i våte år og minst i tørre år.

I en situasjon der Norge (og Norden) har et betydelig kraftoverskudd og klart lavere priser enn for eksempel Tyskland, vil en ny forbindelse til Tyskland gi netto eksport i et normalår. Netto eksport trekker isolert sett opp den norske prisen. Størrelsen på prisøkningen avhenger av responsen i markedet på kort og lang sikt.

De høyere prisene betyr på kort sikt at fossile kraftverk i Norden vil produsere litt mer. Bedre eksportmuligheter betyr dessuten mindre sannsynlighet for spill av kraft i våte år. Total produksjon i vannkraftsystemet kan derfor øke noe. Høyere priser gir noe redusert forbruk. Videre vil høyere priser gi litt lavere eksport på de andre utenlandsforbindelser.

På lang sikt vil høyere priser øke lønnsomheten av investeringer i ny kraftproduksjon og stimulerer til ytterligere reduksjoner i forbruket.<sup>5</sup> Ny kraftproduksjon og redusert forbruk vil dempe prisvirkningen av netto eksport. Kostnadene ved ny kraftproduksjon vil på lang sikt ha stor betydning for prisnivået.

En svært høy andel av kraftproduksjonen i Norden har lave marginalkostnader, og det er lite kraftproduksjon som vil stoppe dersom kraftprisen faller og blir liggende på et lavere nivå. Dette gjelder for vindkraft, vannkraft og kjernekraft som vil få økt betydning. En stor andel kraftproduksjon med lave marginalkostnader øker faren for et stort prisfall i perioder med store kraftoverskudd, enten overskuddet skyldes stor utbygging av fornybar kraft, svekket kraftintensiv industri<sup>6</sup>, reduksjoner i annet forbruk eller en rekke av år med store tilsig. Denne situasjonen utgjør en risikofaktor for dem som vurderer å investere i ny kraftproduksjon. Investorer ser ikke kun på forventet inntekt, men også på usikkerheten. Dersom det er

<sup>5</sup> Prisnivået er viktig for beslutninger om investeringer, utvidelser og reinvesteringer i kjernekraft, utfasing av fossile kraftverk og etter hvert for investeringer i fornybar kraftproduksjon. På forbrukssiden er prisene viktig for forbruket i varmesektoren i Norden, for utviklingen i kraftintensiv industri og i noe utstrekning også for annet forbruk.

<sup>6</sup> I Norge, Sverige og Finland står kraftintensiv industri for om lag 1/3 av kraftforbruket.

### Boks 14.1 Netto eksport forutsetter at norsk prisnivå er klart lavere enn handelspartnerens prisnivå

Noen synes å mene at nye forbindelser til Kontinentet vil gi stor eksport og kontinentale priser i Norge. Men Norge vil få *netto import* på forbindelser til Kontinentet dersom det norske prisnivået nærmer seg gjennomsnittsprisene hos handelspartnerne. For at Norge skal få en betydelig eksport, må norske gjennomsnittspriser være klart lavere enn gjennomsnittsprisen hos handelspartnerne. Jo større eksport Norge skal ha, jo lavere må det norske prisnivået være.

I Tyskland har kraftprisene vært lavere enn tysk gjennomsnittspris nesten 2/3 av tiden de siste ti årene. Tilsvarende finner man i Nederland og England. Det at prisene er lavere enn gjennomsnittsprisen i nesten 2/3 av alle timer skyldes at prisene sjelden går under null samtidig som de kan bli svært høye i en del timer med knapphet på produksjonskapasitet. Dette prismønsteret betyr at hvis norsk pris var lik tysk gjennomsnittspris ville en handelsforbindelse gitt netto import og ikke netto eksport.

Netto eksport avgjøres ikke av hvor mye høyere prisene er hos handelspartneren, men av hvor stor andel av tiden prisene er høyere enn i Norge.

Eksport vil ikke gi kontinentale priser. Med kontinentalt prisnivå får Norge ingen eksport.

side knyttet sterkere til termiske kraftsystemer utenfor Norden, slik at prisene i Sverige og Danmark blir mer påvirket av termisk prisstruktur. Det planlegges dessuten nye forbindelser fra Norge til Tyskland og til Storbritannia. Flere forbindelser fra Norge og Norden til termiske systemer kan komme etter hver t. Kraftutvekslingen vil være preget av døgnmønsteret i prisene i termiske systemer, slik at vi får mer import om natten og mer eksport om dagen. Et økende innslag av vindkraft i nabolandene og i Norge vil også etterspørre mer regulering.

I de fleste driftssituasjoner finnes det i dag en god del ledig kapasitet for kortiktig økning eller reduksjon i vannkraftverkernes produksjon. Når handelskapasiteten øker, vil norske vannkraftverk møte økende etterspørsel på virkedager og særlig i perioder hvor det også er lite vindkraftproduksjon. Om natten og i helgene og særlig i perioder med stor vindkraftproduksjon vil vannkraften møte økende konkurranse fra billig import. De direkte virkningene av dette vil trolig være:

- Det blir flere timer om vinteren hvor effektkapasiteten ikke er tilstrekkelig til å dekke både innenlandsk etterspørsel og gi full eksport. Prisene presses i slike timer opp til et nivå som begrenser eksporten, jf. situasjonen med kraftpris  $P_H$  i figur 14.2 foran.
- Magasinkraftverk med kort brukstid kan oppleve at de ikke har nok vann til å dekke etterspørselen på virkedagene. Vannverdien i disse anleggene vil stige.
- Magasinkraftverk med lang brukstid må akseptere lavere priser fordi de må produsere i perioder hvor det er mer konkurranse fra import. Vannverdien i disse anleggene vil da falle.

vanskelig å sikre inntektene fra nye kraftverk med langsiktige priskontrakter, kan risikoen for et prisfall medføre at investorer blir mer tilbakeholdne med å investere. Økte handelsmuligheter reduserer risikoen for investorene og kan dermed øke investeringsviljen. Det trekker prisene ned. I teorien kan denne virkningen helt oppveie prisvirkningen av økt netto eksport.

#### 14.2.2 Vi får mer prisvariasjon innenfor døgnet og uka

Norge vil i årene som kommer oppleve økende etterspørsel etter reguleringsevnen i vannkraftsystemet. Det er flere årsaker til dette. Norge knyttes nettmessig sterkere til Sverige og Danmark. Danmark, Sverige og Finland blir på sin

Hyppigere effektknapphet og større forskjell i vannverdier vil bidra til noe større prisforskjell mellom dag og natt i Norge.

Mer prisvariasjon mellom dag og natt vil øke lønnsomheten av fleksibilitet i vannkraftverkene. Produsentene får sterkere insentiver til å utvide generatorkapasiteten og å legge til rette for pumpekraft. I noen anlegg ligger det allerede godt til rette for å gjennomføre slike endringer, mens man andre steder må gjøre betydelige investeringer. Inntektene vil også variere. Pumping ved store høydeforskjeller mellom store magasin kan for eksempel gi mulighet til å lagre betydelige energimengder mellom sesonger. Det kan gi betydelige tilleggsinntekter dersom kraftprisene for eksempel blir svært lave om sommeren i våte år. Tilsva-



rende kan økt installert effekt i noen anlegg redusere spill av kraft i våte år. Siden kostnader og tilleggsinntekter varierer betydelig, vil den langsiktige tilbudskurven for å øke reguleringsevnen være klart stigende. Noen tiltak er lønnsomme uten stor økning i prisvariasjonen, mens andre krever en betydelig økning. Mer prisforskjell mellom dag og natt vil også øke lønnsomheten ved å flytte forbruk fra dag til natt, men forbruksvolumene som kan flyttes er langt mindre enn mulig endring i produksjonsprofilen.

Investeringer som øker reguleringsevnen i vannkraftverkene vil begrense økningen i prisforskjellen. Mer fleksibelt forbruk vil ha en liknende virkning.

#### 14.2.3 Mindre prisvariasjon mellom tørre og våte år

Økt handelskapasitet vil, alt annet likt, gi mindre prisvariasjon mellom våte og tørre perioder og år.

Ny uregulert vannkraft vil produsere ekstra mye kraft i et vått år og vil der for bli mer lønnsom hvis priset i slike år dempes av nye utenlandsforbindelser. Nye utenlandsforbindelser gjør det der for mer lønnsomt å bygge ut (uregulert) vannkraft. Denne effekten vil til en viss grad dempe prisutjamningen, men ikke fjerne den.

Hvis kraftbalansen er svak og Norge opplever en betydelig tilsgissvikt, kan forsyningssikkerheten bli truet. Det vil gi seg utslag i svært høye kraftpriser. Med et sterkt innenlands nett og økt kapasitet til utlandet er importmulighetene større og kraftprisen behøver ikke bli like høy for å sikre tilstrekkelig import.

### 14.3 Salg av system- og balansetjenester

I tillegg til å utveksle kraft basert på prisforskjeller i døgnetmarkedet (Elsport), kan utenlandsforbindelser også brukes til handel med system- og balansetjenester.

Vannkraften er fleksibel på kort varsel og kan bidra til regulering når for eksempel vindkraft i våre naboland får mindre eller større produksjon enn forventet. Denne typen «justeringshandel» kan foregå fram mot driftstimen og i selve driftstimen. Utenlandsforbindelser kan brukes til denne typen handel ved at man avsetter noe av kapasiteten til dette formålet, eller ved at man kun handler i motsatt retning av kraftflyten. I situasjoner med full import kan man for eksempel tilby økt norsk produksjon og redusert import.

Mye tyder på at salg av reserver og rask regulering kan gi større inntekter per MW overføringskapasitet enn ordinær krafthandel. Med mer enn 100 GW vindkraft rundt Nordsjøen kan behovet for ulike typer reserver og regulering bli betydelig. Det er mulig å tenke seg at norsk vannkraft i framtiden vil bidra med flere tusen MW til slik hurtig regulering av kraftproduksjonen.

### 14.4 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

#### 14.4.1 Mer om nytte og kostnader ved utenlandsforbindelser

Prisforskjellene mellom to land (korrigert for overføringstap) forteller oss hvor mye landene kunne spare hvis den siste MWh i landet med høy pris ble erstattet av produksjon fra landet med lav pris. Hvis handelen økes steg for steg vil prisene gradvis bli noe likere. På lang sikt vil økt handel først og fremst påvirke norske priser slik at det blir større prisforskjell mellom dag og natt og mindre prisforskjell mellom våte og tørre år. Figur 14.6 illustrerer hvordan prisforskjellene kan bli redusert når handelen øker fra null til Q.

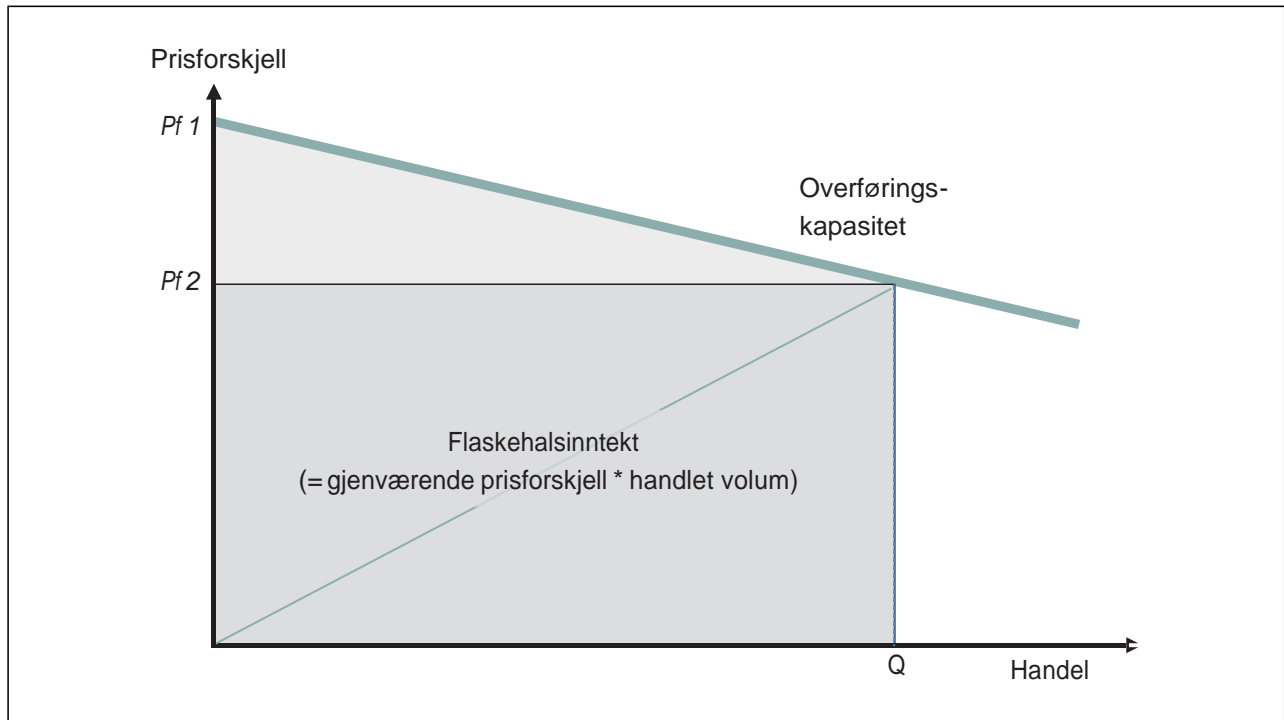
Uten handel er prisforskjellen Pf 1, og med en handel lik Q faller prisforskjellen til Pf 2. Hele arealet under den fallende linjen i figuren tilsvarer reduksjonen i produksjonskostnader ved den angitte overføringskapasiteten. Pf 2 multiplisert med overført volum (kapasiteten) gir flaskehalsinntekten. Flaskehalsinntekten fratrukket tapskostnader og andre driftskostnader tilfaller som nevnt normalt eierne av overføringsforbindelsen, og kan bidra til lavere tariff for kundene.

Arealet i den øverste trekanten tilfaller forbrukere og kraftprodusenter. Handelen gir høyere pris i eksport situasjoner og lavere pris i import situasjoner. I eksport situasjonen vinner produsentene mer enn forbrukerne taper på prisøkningen siden produksjonen er større enn forbruket. I import situasjonen tjener forbrukerne mer enn produsentene taper, siden forbruket er større enn produksjonen. I begge situasjoner vil det dermed bli en netto gevinst.

#### 14.4.2 Andre nytteverdier av utenlandsforbindelser

##### *Forsyningssikkerhet*

Handelsmuligheter reduserer faren for energiknapphet og styrker dermed forsyningssikkerheten. Situasjoner med fare for rasjonering gir svært høy handelsgevinst fordi prisforskjellene blir mye



Figur 14.6 Prisforskjellene avtar noe med økt handel

større enn normalt. Risikoen for rasjonering reduseres ved økt handelskapasitet. Denne nyttevirkingen er neppe reflektert i kraftprisene.

Dagens handelskapasitet gir mulighet for en betydelig import i tørre år, men importen er i stor grad avhengig av situasjonen i Sverige og Danmark. Hvis disse landene samtidig har produksjons- eller nettproblemer, kan importmulighetene bli mindre enn ønskelig. Mer diversifisert handel med direkte forbindelser til flere land vil gi sikrere importmuligheter.

Dersom Norge har kraftunderskudd i normale år, vil en del av handelskapasiteten allerede være bundet opp til import. Mulighetene til å øke importen i et tørt år blir dermed mindre. For å sikre forsyningen i alle deler av landet er det også viktig med et sterkt internt nett.

#### Mindre prissvingninger fra tilsigsvariasjoner

Handel med flere land bidrar som vi har sett til å redusere prissvingningene mellom tørre og våte år. Det kan redusere opplevd risiko for investorer, og kan gjøre investeringsplanlegging enklere for aktørene.

#### Mer effektiv konkurranse

Utenlandshandel fungerer som en svært prisfølsom etterspørsel (og tilbud). Dette betyr at nasjo-

nale kraftprodusenter har mindre mulighet til å påvirke prisen.

#### Klimaomstilling

Europa får behov for å øke handelskapasiteten mellom landene for å håndtere stadig mer fornybar kraft. Det vil for eksempel være vanskelig for Danmark å følge sine planer for videre vindkraftutbygging hvis man ikke kan handle med vannkraftsystemet. Handelen gjør det mulig for Danmark å eksportere kraft når man har overproduksjon av vindkraft, og importere kraft når det blåser lite. Der ved får man både plass til mer vindkraft og man kan raskere redusere bruken av kullkraft og eventuelt legge ned kullkraftverk. Gevinsten ved selve handelen fremkommer i markedet, men Norge bidrar også til at det blir lettere for våre naboland å avkarbonisere kraftsektoren.

Norge trenger også flere handelsmuligheter når det skal bygges mer (uregulert) vannkraft og vindkraft nasjonalt.

#### 14.4.3 Kostnader

De viktigste kostnadene ved nye utenlandsforbindelser er investeringen i nettanlegget og nødvendige forsterkninger på land i Norge. Det er blant annet nødvendig å spenningsoppgradere nettet på Sørlandet for å håndtere en vesentlig større kraft-

flyt.<sup>7</sup> I tillegg til investeringer kommer vedlikeholds-kostnader og reparasjoner som følge av feil. Feil på forbindelsene har de siste årene gitt en del utetid og dermed redusert inntektene.

Investeringskostnadene per MW over føringskapasitet på selve forbindelsene vil antakelig gå en del ned over tid. Det kan for eksempel bli mulig å sende strøm med høyere spenning gjennom kablene. Da kan kapasiteten økes uten at kablene behøver å bli tilsvarende dyrere. Omformerstasjoner mellom vekselstrøm og likestrøm er kostbare, og en del av kostnadene er knyttet til teknologiutviklingen. Dette kan tilslå lavere kostnader på lang sikt. På den annen side kan det tenkes at stor etterspørsel etter metaller (kobber) og kabler presser prisene opp.

Overføringstapene mellom Norge og Kontinentet er i størrelsesorden 4 prosent. Det oppstår også en del systemkostnader ved håndteringen av flyten på forbindelsene. Disse er knyttet til at endringer i kraftflyten på forbindelsene medfører store og raske endringer i innenlandsk kraftproduksjon og i det innenlandske nettet. Økt handel med utlandet vil gi mer transport i det innenlandske nettet og kan skape nye flaskehals selv om nettet forsterkes. Det er viktig at prisene i ulike deler av nettet reflekterer faktiske nettbegrensninger så presist som mulig. En ineffektiv prising vil svekke lønnsomheten ved utenlandshandel og kan kreve unødvendig store forsterkninger i det norske nettet.

#### 14.4.4 Hvor lønnsomme blir nye utenlandsforbindelser?

Modellsimuleringer fra ulike analysemiljøer og med ulike scenarioantagelser har indikert at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved utenlandshandel kan bli svært god.

En analyse av historiske kraftpriser fra 2002 til og med 2008 som Statnett gjorde i 2009, viste at dersom man hadde hatt en forbindelse som NorNed til Nederland fra 2002, ville investeringen vært nedbetalt med renter i 2008. Tilsvarende inntjening over en levetid på 40 år vil gi en realavkastning på kablen på rundt 18 prosent (Statnett, 2009). Inntektene ville variert svært mye fra år til år og innenfor årene. Forbindelser til Tyskland eller England ville også hatt god avkastning, men lavere enn for en forbindelse til Nederland. Etter

finanskrisen har lavere etterspørsel og moderate gasspriser gitt mindre prisforskjeller og dermed lavere lønnsomhet. En rekke forhold vil påvirke hvor lønnsomme utenlandsforbindelser vil bli i framtiden.

Den omtalte analysen fra Statnett sammenliknet observerte prisforskjeller i perioden 2002-2008 med simuleringer fra en detaljert markedsmodell (BID). Man fant da at modellanalysene kun fanget opp omkring halvparten av prisforskjellene som man hadde observert i virkeligheten. Avviket skyldtes i stor grad at modellsimuleringen ikke fanget opp store endringer i brenselprisene og større sjokk i markedene. I praksis varierer markedsprisene betydelig mer enn man får fram i modellsimuleringer, og handelen er dermed mer lønnsom enn modellanalysene viser.

Dersom ny fleksibilitet blir betalt utenfor kraftmarkedet, for eksempel ved et eget kapasitetsmarked eller egne støtteordninger, vil det bli mindre variasjon i markedsprisene. Hvis det skjer en slik forskjellsbehandling, og handelskapasitet dermed ikke får en like stor godtgjørelse for å bidra til fleksibilitet, blir lønnsomheten av utenlandsforbindelser lavere.

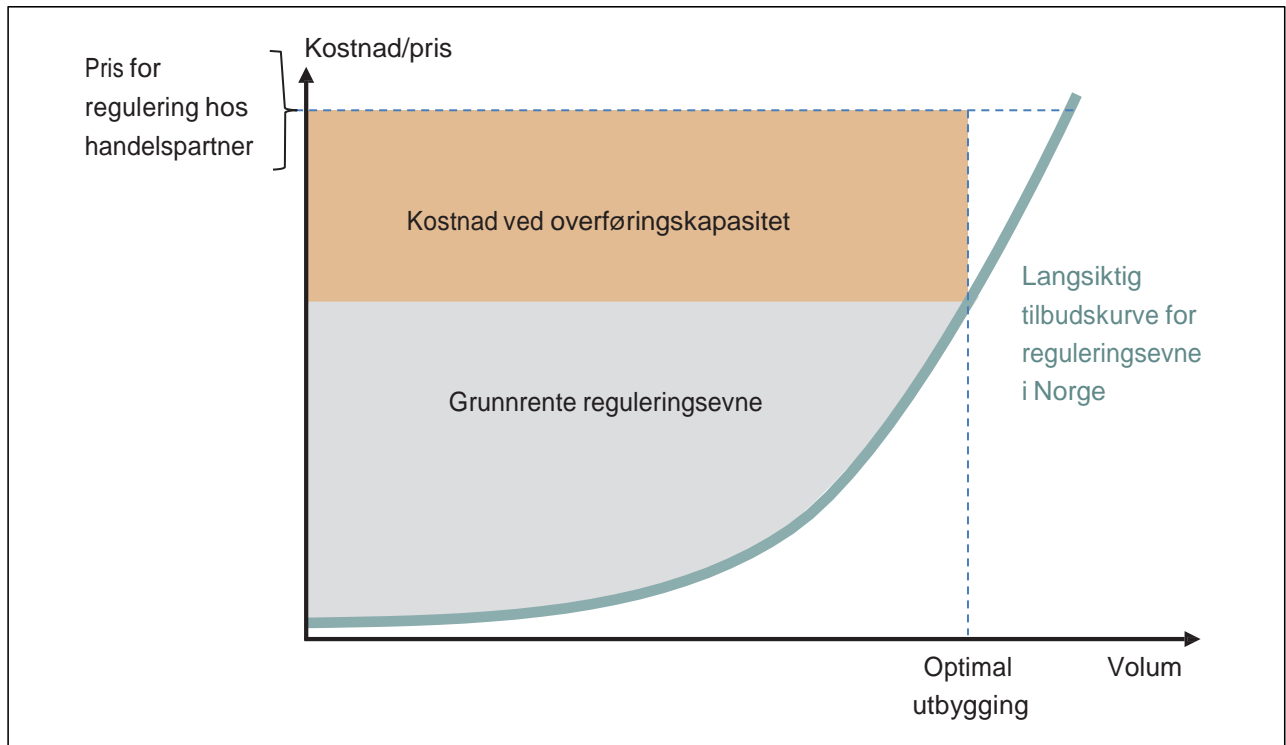
#### 14.4.5 Hvor mye fleksibilitet vil og kan Norge levere?

Avkastningen på nye utenlandsforbindelser vil avta etter hvert som man bygger flere. Hvor mye handelskapasitet det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge, avhenger av prisforskjellene mot handelspartnere, kostnader ved overføringsforbindelsene, kostnader i det norske nettet og, etter hvert, kostnadene ved å øke fleksibiliteten i vannkraftsystemet. Det finnes et betydelig teknisk potensial for å øke effektivkapasiteten og bygge pumpekraft i Norge, men det er stor variasjon i kostnadene for ulike prosjekt. Ved utbygging av ny fleksibilitet i vannkraftsystemet står man der for over for en gradvis stigende kostnad.

I Europa vil økt fleksibilitet fra Norge konkurrere med alternative kilder til fleksibilitet. Kostnadene ved alternativene vil sette et tak for hvor mye fleksibilitet det er lønnsomt å bygge ut i Norge. I tillegg kan utviklingen av fleksibilitet på norsk side bli begrenset av hvilke naturinngrep som aksepteres.

Dersom verdien av fleksibilitet i Europa er klart høyere enn kostnadene ved å bygge overføringsforbindelser til Norge, kan en optimal utbygging av reguleringsevne og utveksling illustreres som i figur 14.7.

<sup>7</sup> På Sørlandet er et viktig formål med forsterkningene å legge til rette for økt utenlandshandel. Samtidig kan forsterkningene også styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for nytt forbruk og ny produksjon i regionen.



Figur 14.7 Optimal utbygging av fleksibilitet i vannkraftsystemet

«Pris for regulering hos handelspartner» angir inntekten fra kraftutveksling og fra eventuelle salg av system og balansetjenester. Det vil være lønnsomt å øke handelskapasiteten så lenge den økte inntekten dekker de samlede kostnadene ved å øke overføringskapasiteten og ved å levere den økte reguleringen fra vannkraftsystemet. Ved en optimal utbygging får den siste enheten av reguleringsevne og overføringskapasitet en normal avkastning.

Med forutsetningene i figuren, vil overføringsforbindelsene høste en unormalt høy for tjeneste inntil man når optimal utbygging. Etter hvert som handelskapasiteten økes, blir det mer prisvariasjon (prisstruktur) i Norge og det blir lønnsomt å øke fleksibiliteten i vannkraftsystemet (og i forbruk). Mer prisvariasjon mellom dag og natt i Norge betyr at flaskehalsinntektene går ned mens fleksibel vannkraft tjener mer. Ved en optimal utbygging høster fleksibel vannkraft en grunnrente, som angitt i figuren, mens overføringsforbindelsene høster normal avkastning.

Det synes klart lønnsomt å bygge en del ny handelskapasitet til Kontinentet og Storbritannia, men det er vanskelig å avgjøre hvor langt det er lønnsomt å gå. Det er mulig både å se for seg en mer begrenset utbygging med 4 – 5000 MW ny overføringskapasitet til utlandet, og en utvikling hvor Norge bygger mye mer utvekslingskapasitet og øker vannkraftens reguleringsevne betydelig på lang sikt.