

Innfasing av vindkraft*

av

Finn R Førstund

Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo

Resymé: Det er planer om en stor utbygging av fornybar kraft i Norge og Sverige fram til 2020. Halvparten av denne kraften vil være vindkraft. Men tilgjengeligheten av vindkraft og småskala vannkraft uten magasin avhenger helt av vær og vind. Denne usikkerheten vil få virkninger for hvordan de forskjellige teknologier for elektrisitetsproduksjon i Nord Pool - landene utnyttes. Det har vært sagt at vannkraften vil bli mer verdifull på grunn av dens nesten perfekte reguleringsevne både i kontinuerlig tid og over sesonger. Ved hjelp av figurer basert på en bakenforliggende formell modell undersøkes mulige typiske endringer i sammensetningen av produksjonen. Bruken av vannkraft vil skyves over til høyprisperioder og dermed kan lønnsomheten gå opp. Men dette avhenger av at det ikke innføres så mye vindkraft at gjennomsnittsprisen drives nedover. Om dette skjer vil også avhenge av hvor mye konvensjonell kullkraft som vil bli tvunget til å nedlegge. Det vil være en tendens til at vind vil bli brukt mer i perioder med lav pris enn høy pris. Tilgjengeligheten av vind senker prisen i perioder hvor vannkraften vil bli spart til høyprisperioder. Lønnsomheten av vindkraft vil dermed kunne bli lavere enn investorer har tenkt seg og gjøre større subsidier nødvendige (enten ved grønne sertifikater eller direkte subsidier fra staten). Varmekraft (karbonbasert og kjernekraft) vil også bli utsatt for større svingninger, men her vil kostnadene ved å regulere produksjonen sette en brems.

* Artikkelen er basert på et innspill om forskningstema til søknad om senter for miljøvennlig teknologi som nylig ble vedtatt opprettet. Jeg takker Torstein Bye og Lennart Hjalmarsson for nyttige kommentarer.

1. Innledning

Norge og Sverige har nylig inngått en intensjonsavtale om å øke produksjonen av fornybar kraft med over 26 TWh fordelt likt på landene innen 2020. I Norge vil dette være vindkraft og små vannkraftverk uten reguleringsmagasin. Introduksjon av uregulerbar kraft i et betydelig omfang vil kreve en omlegging i måten forskjellige teknologier for produksjon av elektrisitet vil bli utnyttet på. Innenfor Nord Pool har vi vannkraft, kjernekraft, kullfyrte kraftverk, gassfyrte kraftverk, kraftverk basert på biobrensel og kombinert varme og elektrisitetsverk (Hofstad, 2007). I Danmark er det i tillegg allerede en stor vindkraftproduksjon. Samspillsmønsteret for den eksisterende vindkraften internt i Danmark og i Nord Pool med andre teknologier peker på typiske endringer av drift av systemet et betydelig tillegg av ikke-regulerbar kraft vil kunne gi.

Det kan være grunn til å merke seg at det i de siste 10 år har vært en ganske svak vekst i elektrisitetsforbruket i Norge og Sverige; knapt 1 TWh per år, mens det legges opp til en økning på 2.6 TWh per år i de neste 10 år. Det kan se ut som markedsaktørene har tatt dette innover seg da "forward"-prisen i Nord Pool for 2016 ligger på 38 øre/kWh mens den nå er rundt 50 øre/kWh (<http://www.nasdaqomxcommodities.com/>). Aktørene har nok også regnet inn de store utbyggingsplanene for fornybar kraft i Tyskland, England og Holland som Nord Pool har eller vil få forbindelser med.

Men før vi går over til å studere spillet under drift må det understrekes at spesielt betydelig ny vindkraft vil kreve en storstilt utbygging av transmisjonsnettet i Norge (se Statnett's nettutviklingsplan fra 2010). Lokalisering av vindkraft både på land og offshore vil i stor grad skje der hvor sentralnettet er svakt utbygd og mangler kapasitet til å ta imot vindkraften. Investeringer som er nødvendige bare på grunn av innfasing av vindkraft, må legges til investeringskostnadene for denne (Førsund, 2007). En ekstra kostnadsfaktor er at ledningene må dimensjoneres etter maksimal vindkraftproduksjon som dermed gir en dårligere utnyttelse av ledningene enn ved regulerbar produksjon. Et rimelig anslag på linjekostnadene ved vindkraft, inkludert eventuelle miljøproblemer med nye linjer trukket gjennom uberørte naturområder, kan utgjøre betydelige beløp, men dette forholdet har vært omtrent helt fraværende i den politiske lanseringen av vindkraft. (Linjekostnadene er anslått til 2-6 øre/kWh for vindkraften i Hofstad (2007, s. 34), men dette virker som en undervurdering.)

Vannkraft med magasiner er ekstremt regulerbar; det tar bare sekunder å øke eller redusere produksjonen. Denne egenskapen har gjort at vannkraften er spådd en økt verdi ved bruk til reguleringsformål når vinden følger naturlige svingninger. Det har også vært snakket om Norges vannkraft som batteri for Europa på grunn av regulerbarheten fra en daværende olje- og energiminister. Regulerbarheten vil dermed kunne kaste enda mer av seg (Mathiassen 2011).

Vi vil prøve å kaste lys over disse problemstillingene ved bruk av en modellanalyse som er svært stilisert, men likevel kan illustrere noen interessante poenger. Vi vil betrakte et elektrisitetssystem basert på vannkraft og varmekraft før vindkraft blir introdusert. Selv om det er nærliggende å tenke på Nord Pool som bakgrunn er analysen basert på konstruerte eksempler. Investeringer vil ikke bli studert, bare selve driften gitt produksjonskapasiteter for de forskjellige teknologiene. Analysen vil ikke være formell, men vil bli gjennomført kun ved bruk av figurer. (Den formelle modellen finnes i Førsund and Hjalmarsson 2010.) Innsikten som tilbys vil derfor bygge på et fåtall typiske situasjoner som kan oppstå.

2. Modellen

Vi vil se på driftsmønsteret når vi har teknologiene vannkraft, konvensjonell varmekraft (kull- og gassfyrt), atomkraft og fornybar kraft bestående av vind, småskala elvekraftverk (dvs. uten vannmagasin) og solkraft. Felles for disse teknologier er at produksjonen bestemmes av naturen (vær og vind) og kan ikke påvirkes av oss på annen måte enn at produksjonen kan stenges. For enkelhets skyld vil vi bare snakke om vindkraft.

Vi vil anta (ganske realistisk) at det ikke er noen variable kostnader (dvs. kostnader som varierer med løpende produksjon) verken for vannkraft eller vindkraft. (Eventuelle variable kostnader er uansett så små at de ikke vil ha betydning for resonnementet nedenfor.) For konvensjonelle varmekraftverk representerer vi kostnadene for hele sektoren ved en kostnadsfunksjon med elektrisitetsproduksjonen som variabel som uttrykker de variable kostnader ved de primære energibærere (kull og gass) med elektrisitetsproduksjonen som eneste variabel. Det forutsettes at marginalkostnaden er stigende. Det sees bort fra faste kostnader for alle teknologier. De aggregerte kostnadsfunksjonene bygger på at verkene utnyttes slik at ethvert produksjonsnivå oppnås med lavest mulige kostnader. Kullfyrte kraftverk kan være typiske grunnlastverk mens

rene gassturbinverk kan være topplastverk med høyere variable kostnader. Gassfyrt kombikraftverk (CCGT) som gjenvinner eksosvarme fra gassturbinen til drift av en dampturbin vil gjerne bli brukt som grunnlastverk. Kjernekraftverk er typiske grunnlastverk. Det kan dog være kostnadsforskjeller mellom disse verkene på grunn av forskjellig alder og størrelse slik at vi også her får en stigende marginalkostnadskurve, men de variable kostnader er bare knyttet til brenselet så forskjellene i marginalkostnader og forskjeller i enhetskostnader kan være neglisjibel mellom verk. Empiri tilsier at marginalkostnadskurven vil ligge under marginalkostnadskurven for konvensjonell varmekraft og med en mye flatere profil.

Vindkraften vil variere med vær og vind mellom ytterpunktene null og den maksimale kapasitet. Vindmøller må koples ut hvis vinden blir for sterk (normalt over 25 m/s). Den betydelige variasjonen i produksjonen rundt et tall basert på den gjennomsnittlige vindfaktor, skaper et problem for tilbudssiden under ett, da vi må ha en løpende likevekt mellom forbruk og produksjon rent fysisk for at systemet skal være oppe med den spenningen forbruket er innstilt på. Den naturlige variasjonen i vindkraften må derfor fanges opp av de andre teknologiene. Vannkraften står her i en særstilling på grunn av den ekstremt korte reaksjonstiden for endring av produksjonen når magasinkapasiteten er tilstrekkelig (dvs. ligger i intervallet mellom null og den maksimale). Vi kan skille mellom to situasjoner: De predikerbare svingninger i vindkraften og svingningene som ikke kan predikeres. I det siste tilfellet vil slike svingninger i vindkraften komme i tillegg til svingninger i etterspørselen som ikke er predikert. De totale ikke-predikerte svingninger kan da både forsterke hverandre og utjevne hverandre, men det er vel rimelig å anta at disse svingningene blir større. Slike svingninger i løpende tid må håndteres av den ansvarlige for driften av systemet. Det er opprettet et regulermarked i Nord Pool for å kunne fange opp slike svingninger. Det er da gjerne vannkraften som får denne rollen på grunn av den ekstremt raske manøvreringsmuligheten opp eller ned i forhold til varmekraftteknologiene. Denne typiske rollen for vannkraft ligger bak utsagn om at vannkraften vil bli mer verdt med en betydelig økning av vindkraft (Førsund and Hjalmarsson, 2010). Men vi må da være oppmerksomme på at rent fysisk utgjør regulerkraft bare 2-3 % av total elektrisitetsproduksjon. Prediksjonsevnen er ganske god ett døgn i forkant for tilsig og etterspørsel, men det kan være et spørsmål hvordan dette stiller seg for vind. I Statnett (2011, s. 4) sies det at ”vindkraften [er] både uregulerbar og veldig uforutsigbar på kort sikt”. Dette må nok tas med en klype salt når det gjelder hvilket volum det kan være snakk om i spot-markedet. Det er nok de predikerbare svingningene i vindkraften som

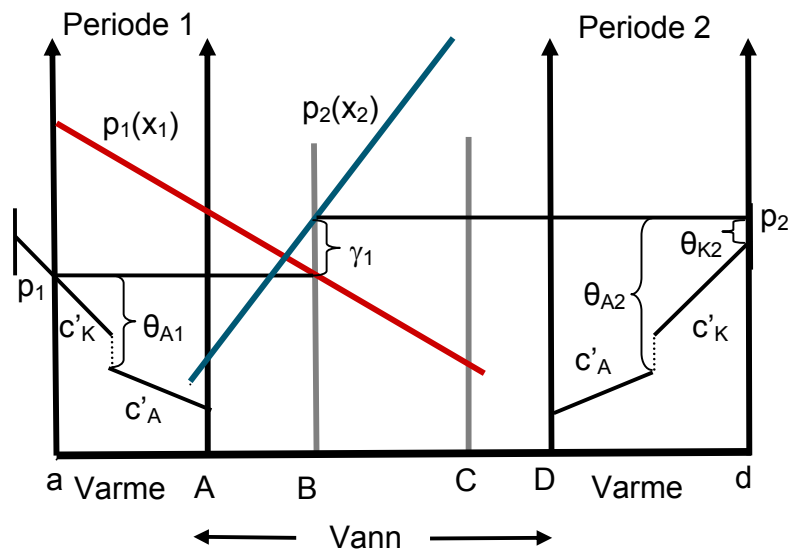
kan gjøre vannkraften til en typisk svingprodusent. Det er denne mulige utviklingen vi vil studere nærmere.

Bruken av regulerbar vannkraft innebærer i prinsippet at vi må gjøre en dynamisk analyse. Vi vil se på T tidsperioder som kan være timer, dager, uker eller sesonger innenfor en naturlig horisont på ett år. Vi vil se bort fra usikkerhet. Grunnleggende konsekvenser av innføring av vindkraft kan illustreres ved bare å bruke to perioder. Vi kan tenke på disse periodene som to sesonger innenfor et år, for eksempel sommer og vinter, eller som to perioder som følger etter hverandre innenfor en optimal løsning for T perioder med høyere tidsoppløsning. Vi innfører en samfunnsplanlegger som har summen av konsument- og produsentoverskudd i elektrisitetsmarkedet som målfunksjon. Modellen er partiell uten formell tilknytning til resten av økonomien. Ved løsning av den formelle modellen som ligger til grunn for vår analyse (modellen med førsteordensbetingelsene finnes i Førsumd and Hjalmarsson 2010), viser det seg at utviklingen fra en periode til den neste henger eksplisitt sammen slik at vi kan betrakte to perioder som et vindu for den generelle løsningen for T perioder (Førsumd 2007). Modellen fanger i hovedsak opp, på et meget aggregert plan, noen av mekanismene i Samkjøringsmodellen (Førsumd et al. 2005) som brukes til produksjonsplanlegging av flere aktører i Norge. En diskusjon av hvordan en modell med et aggregert system kan forsvares ble først gitt (meg bekjent) i Hveding (1967); (1968). (I Førsumd et al. (2008) er Samkjøringsmodellen brukt til en analyse av konsekvensene for utnyttning av vannkraft ved innfasing av vindkraft i Finmark.)

3. Konsekvenser av variabel vind

Situasjonen før vindkraft

I Førsumd (2007) er det utviklet en type grafisk analyse som bygger på et badekarsdiagram for allokering av en ressurs til å drøfte kvalitative egenskaper ved løsningene for utnyttelsen av produksjonskapasitetene i elektrisitetssektoren. I figur 1 som vi vil kalle et energibadekar, er en



Figur 1. Situasjonen før vind med varmekraft og vannkraft

mulig optimal løsning for utnytting av kapasitetene før vindkraft illustrert. Denne løsningen vil tjene som referanseramme for hvilken betydning introduisering av vindkraft kan ha for prisnivået. De marginale kostnadskurvene for konvensjonell varmekraft (c'_K) og for kjernekraft (c'_A) er identiske for de to periodene og tegnes derfor speilvendt for periodene. De starter fra veggene i vannbadekaret og går opp til venstre i periode 1 og til høyre i periode 2. Kapasitetene er gitt ved lengdene på marginalkostnadskurvene og markert ved en kort vertikal strek for konvensjonell varmekraft som forsettes å være dyrere enn kjernekraft. Vi ser bort fra tekniske endringer og prisendringer for primære energi. For enkelhets skyld er de marginale kostnadskurver gjort lineære. Det samme er de to etterspørselskurvene på prisform, $p_1(\cdot)$ og $p_2(\cdot)$, der etterspørselskurven for periode 1 er forankret i energibadekarveggen lengst til venstre opp fra punktet a og etterspørselskurven for periode 2 er forankret i energibadekarveggen (ikke eksplisitt synlig i figuren) lengst til høyre opp langs vertikalen fra punktet d. Elektrisitetsproduksjon/forbruk for periode 1 (x_1) måles fra venstre til høyre og motsatt for forbruk i periode 2 (x_2).

Badekaret for vannkraft er satt inn i energibadekaret med vegger opp fra A og D. Tilgjengelig vann (merk at vann måles i kWh) i periode 1 er AC, mens tilsiget i periode 2 er CD. Størrelsen av vannmagasinet måles ved BC. Linjene opp fra B og C er hjelpelinjer i analysen.

Veggene for det totale energibadekar blir endogent bestemt i modellen. Vi gjør et valg med plasseringen som er konsistent med en optimal løsning. Periode 1 er en lav-etterspørselsperiode, mens periode 2 er en høy-etterspørselsperiode. Målfunksjonen for samfunnsplanleggeren vår innebærer at summen av arealene under etterspørselskurvene, dvs. arealet fra a til B i periode 1 og arealet fra d til B i periode 2, fratrukket arealene under marginalkostnadskurvene fra henholdsvis a til A og d til D, blir maksimert. I utgangspunktet vil like priser for begge perioder gi størst verdi av nettoarealene. Men en typisk situasjon er at vannmagasinet BC ikke er stort nok til å overføre så mye vann til perioden med høy etterspørsel at prisene blir like. Vi har derfor valgt en illustrasjon som fører til høyere pris i periode 2 enn i periode 1. Den lavere prisen i periode 1 fører til en lavere kapasitetsutnyttelse av konvensjonell varmekraft i periode 1 enn i periode 2. Deler av denne teknologien fungerer da som topplast i periode 2 sammen med vannkraft. Differansen mellom prisene er skyggeprisen på magasinkapasiteten og angitt med γ_1 . Vannverdien for periode 1 er lik prisen og lik marginalkostnaden for konvensjonell varmekraft. I periode 2 blir all varmekraft utnyttet og det er en positiv skyggepris θ_{K2} på kapasiteten. Vannverdien er lik prisen også i periode 2, men nå er prisen summen av marginalkostnaden for maksimal produksjon av konvensjonell varmekraft og skyggeprisen på kapasiteten. Kjernekraften er fullt utnyttet i begge perioder. Skyggeprisen på kjernekraft i de to periodene, θ_{A1} og θ_{A2} , er markert med vertikale klammer og er differansen mellom prisen og marginalkostnaden ved full kapasitetsutnyttelse.

Hvis samfunnsplanleggeren skulle prøve en høyere pris i periode 1 ville kapasitetsutnyttelsen av varmekraft bli høyere. (NB! Veggen i energibadekaret skifter da til venstre og etterspørselskurven endres med et tilsvarende horisontalt skift.) Men en høyere pris enn p_1 ville gi lavere total etterspørsel og dermed mindre bruk av vann, noe som fører til spill av vann. Vannet AB er låst inne til bruk i periode 1 da magasinet er begrenset til BC. De forskjellige prisene p_1 og p_2 gir en entydig løsning på maksimeringsproblemet.

Prisnivåene som gjaldt i tilfelle uten vindkraft er markert ved de horisontale stiplede linjene. Den lavere prisen i høy-etterspørselsperioden fører nå til at en full kapasitetsutnyttelse uten vind endres til en markert redusert kapasitetsutnyttelse. Denne prisen endres relativt mest. For periode 1 gjelder en tilsvarende nedgang i kapasitetsutnyttelsen. Det er varmekraft som tar hele den fysiske konsekvensen av innføring av vindkraft, mens vannkraft og kjernekraft beholder produksjonen, men blir påvirket ved at prisene synker. Dette betyr en lavere inntjening for både kjernekraft og vannkraft i begge perioder. Skyggeprisen på kjernekraft synker. Men konvensjonell varmekraft rammes mest økonomisk. Skyggeprisen på vindkraft i en periode er selve prisen.

Det er varmekraftkapasitet med høyest marginalkostnad som eventuelt vil nedlegges. Dette er vel en del av motivasjonen for investering i vindkraft da utslippet av klimagasser blir mindre. Det er rimelig at varmekraftverk med høyest marginalkostnad bruker mest primær energi per produsert kWh og dermed vil den mest forurensende del av varmekraft slås ut. Men hvis vi legger til grunn for nedleggelse den ubrukte delen av varmekraften ved jevn vind ved den høyeste kapasitetsutnyttelsen som vist i figur 2, kan det hende at dette nødvendigvis ikke er økonomisk fornuftig da vi trenger reservekapasitet når vinden reduseres eller faller helt bort.

Vind bare i periode 1

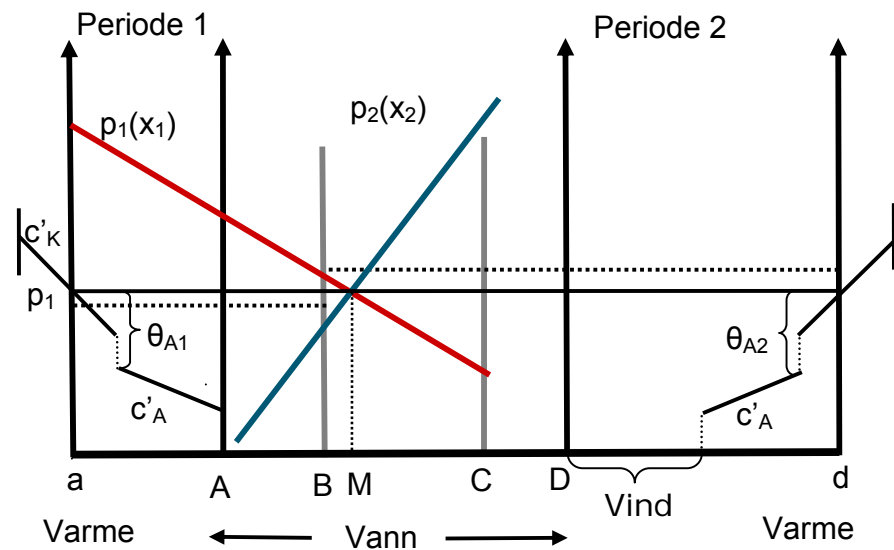
For å studere virkningene av mulighetene for svingninger i vindkraft ser vi på de ekstreme situasjonene at all vindkraft, lik totalen for begge periodene i figur 2, nå kommer i bare en av periodene og ingen ting i den andre perioden. Situasjonen med all vind i periode 1 og ingen vind i periode 2 (med samme totale mengde for de to perioder under ett) illustreres i figur 3.

Både vind og kjernekraft blir fullt utnyttet. Skyggeprisen på kjernekraft er nå markert lavere i periode 1 enn i periode 2. Vinden blåser i perioden med lavest pris, mens så mye vann som teknisk mulig brukes i perioden med høyest pris. Det rimeligste utfallet er derfor at vannkraften totalt får en høyere belønning ved maksimal variasjon av vind enn ved lik vind i begge perioder hvis vinden bare blåser i perioden med lav etterspørsel. (Men merk at belønningen til vannkraft totalt er mindre enn situasjonen før vind ble innført som i figur 1.) Produksjonen er AB i periode 1 og AD i periode 2 med BD klart større enn AB. Men for kjernekraft vil belønningen avhenge av om prisøkningen ved ingen vind i periode 2 er større eller mindre enn prisnedgangen med all vind i periode 1 da volumet er det samme i begge perioder.

Hvis konvensjonell varmekraft blir nedlagt som følge av innføring av vind som antydnet i diskusjonen i forrige avsnitt, så ser vi hvordan det kan gå med prisen i den perioden vinden faller bort. Den tynne stiplede vertikale linjen opp fra d' viser den kapasiteten som er igjen hvis vi nedlegger unyttet kapasitet basert på gjennomsnittlig vind. Etterspørselskurven i periode 2 får et tilsvarende horisontalt skift til venstre markert ved den tynne stiplede etterspørselskurven. Den reduserte kapasiteten fører til at prisen i høyetterterspørselsperioden uten vind da blir høyere enn den var i situasjonen uten vindkraft i det hele tatt. En slik situasjon gjør spesielt vannkraft, men også kjernekraft mer lønnsom enn uten vindkraften, foruten den gjenværende del av varmekraften. Det blir nå en positiv skyggepris på denne. Disse produsentene høster bokstavelig talt en ”windfall profit”.

Vind bare i periode 2

I Norge vil det normalt blåse mer om vinteren enn sommeren (Statnett 2011). Hvis vi skifter all vind til periode 2 og ingen vind i periode 1 får vi situasjonen illustrert i figur 4. Innføring av vind



Figur 4. Vind bare i perioden med høy etterspørsel

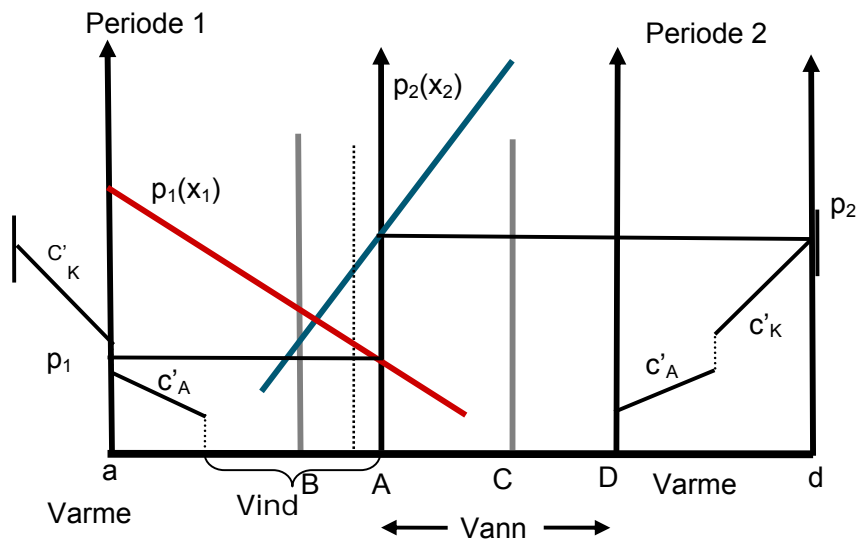
fører nå til at prisene blir utjevnet mellom periodene. Dermed blir utnyttelsen av konvensjonell varmekraft den samme i de to perioder. Veggen for energibadekaret skifter til høyre for periode 1 som mister vinden og skifter også til høyre i periode 2 som nå har all vinden.

Etterspørselskurvene skifter horisontalt i samme retning slik at skjæringspunktet mellom etterspørselskurvene nå ligger innenfor vannlagerets yttergrenser i periode 1. I forhold til situasjonen i figur 3 så omforderes vannet fra perioden med høy etterspørsel til perioden med lav etterspørsel; BM kommer nå i tillegg til AB i periode 1. Bare delen MC av vannlageret overføres nå til periode 2 mens AM brukes i periode 1. Maksimal variasjon av vind kan altså føre til den samme prisen i begge perioder i samspill med regulering av vannkraften. Prisene for situasjonen med lik vind i begge perioder fra figur 2 er også lagt inn som stiplede horisontale linjer i figur 4. Den økonomiske situasjon for vannkraft vil lett kunne forverres hvis vannmengden MD brukt i periode 2 er tilstrekkelig større en vannmengden AM brukt i periode 1. For kjernekraften vil den økonomiske situasjonen korrespondere direkte med hvilken absolutt prisendring som er størst.

4. Vannkraft som batteri

Virkninger innenfor Nord Pool

Med flere teknologier til å produsere elektrisitet er det mulig at vannkraft ikke skal brukes i alle perioder. Betingelsen for dette er at lagringsmulighetene for vann er tilstrekkelig store til å ta imot hele tilsiget i de perioder vannet ikke brukes. Denne situasjonen er illustrert i figur 5 (merk



Figur 5. Ingen bruk av vann i en vindrik periode

at ikke bare størrelsen av magasinet, men også beliggenheten av etterspørselskurvene i denne figuren er endret fra de foregående figurer). Det er nå nødvendig å tenke seg de to perioder som en del av et stort antall perioder innenfor planleggingshorisonten fordi det generelle faktiske forhold er at lagringskapasiteten er for liten til å få til en overføring mellom bare hovedsesongene som de to periodene slik at prisene blir like. Kapasiteten i de norske magasinene er $2/3$ av normalt tilsig for et år. Hvis vi bruker en uke som periodelengde er det klart at det vil være mange perioder med en lagringsevne som overstiger tilsiget. Men det vil være noe spesielt hvis hele vannkraftsystemet ikke skulle bli brukt i det hele tatt. Situasjonen i figur 5 er mest realistisk hvis vi ser på en modell med mange magasiner, og at noen av de store magasinene kun

akkumulerer i lavprisperiodene (Førsund 2007). Tilgjengelig vann i periode 1 er som før markert ved AC, men nå er lagringskapasiteten for vann, BC, større enn tilgjengelig vann i perioden. Prisen blir markert lavere i periode 1 enn i periode 2. Den samfunnsøkonomiske lønnsomme disponering av vann er ikke å bruke noe i periode 1, men bruke alt i periode 2. Vannverdien for periode 1 blir lik vannverdien for periode 2 og er høyere enn prisen i periode 1. Dermed skal alt vann overføres til periode 2.

Vi setter situasjonen på spissen ved at det ikke blåser noe i periode 2. Konvensjonell varmekraft blir igjen en markert svingprodusent. Figuren illustrerer at vi går fra ingen utnyttelse i det hele tatt i den vindrike perioden, mens det er akkurat full kapasitetsutnyttelse i perioden med høy etterspørsel uten noen vind. Vi kan merke oss at vannkraften nå selges kun til den høyeste pris. En maksimal variasjon i vind slik som illustrert, kan altså føre til økt lønnsomhet for vannkraft i snitt (og i en disaggregert modell økt lønnsomhet for verk med stor lagringskapasitet).

Litt tilfeldig har vi latt kjernekraften bli brukt fullt ut i begge perioder, men dette illustrerer et poeng. Det er en relativt lang prosess å kjøre ned og opp et kjernekraftverk og kostbart å kjøre opp igjen, slik at det kan hende det er samfunnsøkonomisk lønnsomt heller å spille vind enn å regulere ned og opp kjernekraft. Det samme forholdet gjelder for konvensjonell varmekraft (Førsund, 2007). Vi har sett bort fra dette i modellen vår. Det er interessant å merke seg at det ikke er tillatt å spille vindkraft i Tyskland. Andre teknologier blir tvunget til å tilpasse seg. Kostnadene ved å regulere varmekraft opp og ned har ført til at en negativ pris av og til tilbys i spotmarkedet i Nord Pool. Varmekraftverk kan spare penger på å tilby seg å betale for å få levere kraft.

Kabler til utlandet

Sparing av alt vann i en periode som illustrert i figur 4 viser muligheten for vannkraft i Norge til å fungere som et batteri for Europa. Sparingen kan skje over mange perioder. Når vannkraft ikke blir brukt vil vindkraft og import dekke forbruket. Vannkraften vil så bli produsert i perioder med høyere pris og også gå til eksport. En slik utveksling vil være lønnsom når det gjelder drift (merk at det kan fremdeles være et tapsprosjekt å investere i norsk vind) for norsk vannkraft. Hvis prisen i utlandet er høyere enn i Nord Pool. Visjonen om vår vannkraft som batteri for Europa kan altså også ha et klart profittmotiv! (Men det må ikke glemmes at det generelt ikke er

så god forretning å eksportere vindkraft til Europa som har kostet oss mer enn prisen vi får.) Den gunstigste situasjonen for Norge er at vi importerer billig vindkraft fra Tyskland når det er overskudd der, og at vi så selger kraft tilbake når vinden uteblir i Tyskland og prisen skyter i været (Mathiassen 2011). Det er viktig å merke seg at handel med utlandet innebærer at for den økonomien vi ser på, vil utlandets priser i sin helhet bli gjeldende (Førsund 2007). Det er to forutsetninger som må være oppfylt: Utenlandsprisen blir ikke påvirket av handelsvolumet, og kapasiteten på kablene setter ingen begrensninger på handelen.

Med den store planlagte utbyggingen av vindkraft i land vi kan legge kabler til, land som England, Holland og Tyskland, så kan det godt hende at dette regnestykket ikke går opp lønnsomt for batteri-landet; det blåser jo mest om vinteren! Med utsiktene til et press fra vindkraft med svært lave variable driftskostnader kan det bli risikable kabelprosjekter.

Pumpekraft

Batterifunksjonen kan forsterkes ved bygging av pumpekraftverk (se Wikipedia under "Pumped storage"). Gitt at det er plass i magasinene kan vann pumpes opp i magasinene når kraften er tilstrekkelig billig, for eksempel på grunn av overskudd av vindkraft og også ved normale forhold, men ved lav etterspørsel nattetider, spesielt i sommerhalvåret. Det brukes mer energi ved å pumpe opp vannet enn det som gjenvinnes ved å slippe vannet ned på turbinene igjen (størrelsesorden 15-30 %), slik at det må en viss prisdifferanse til for at dette skal være lønnsomt. (Årskostnader ved investeringer i vendbare turbiner, pumper og lignende kommer i tillegg ved en totalvurdering av et prosjekt).

Pumping av vann betyr økt tilsig på aggregert nivå i de aktuelle perioder. (Et pumpekraftverk kan være en selvstendig enhet spesialbygget for formålet eller kombinert med et normalt vannkraftverk.) Pumpekraftverk kan illustreres i figur 5 ved at den venstre vegg for periode 1 når det pumpes vann opp i magasinet i vannbadekaret, skifter utover til venstre. Dette er marked ved den tynne stiplede vertikale linjen opp til venstre for A. Dette vil så føre til et tilsvarende skift til venstre i energibadekarets vegg, skift i kostnadskurvene til venstre og samme produksjon og pris i periode 1. Men i periode 2 blir det da mulig med større produksjon fordi mer vann overføres til perioden. Men hvis prisen i periode 2 bestemmes i økonomien vi ser på, så vil nå i den nye likevekten energibadekarveggen i periode 2 skifte til venstre, og vi ender opp med en

lavere pris i periode 2. Dette må man altså ta med i beregningen ved beregning av lønnsomheten ved pumpekraft. Gjennomsnittsprisen vil dermed falle.

Ved eksport til utlandet er prisvirkningene igjen avhengig av om handelen påvirker utenlandsprisene eller ikke. Med fast pris vil vi i periode 1 importere så mye som etterspørerne er interessert i å kjøpe uten begrensninger på kabelen. I hvilken utstrekning det blir plass til egen varmekraft i økonomien vår er helt avhengig av importprisen i forhold til egne kostnader ved varmekraft produksjon. I periode 2 vil vi eksportere med utgangspunkt i mer vann, og fordelingen av intern produksjon på eksport og egen bruk vil avhenge av kostnadsforholdene på intern varmekraft. Vi kan godt ende opp med et mindre forbruk hjemme og en stor eksport til en høy pris som er gledelig for produsentene, men motsatt for forbrukerne. Batteriet Norge har en fordelingsside vi bør være oppmerksomme på.

Usikkerhet

Vår figuranalyse er gjennomført under forutsetning om full kjennskap til tilsig, vindforhold og etterspørsel for fremtidige perioder. Hvis usikkerhet om tilsig og vind trekkes inn, vil innføring av vindkraft kunne oppfattes som en forsterkning av denne usikkerheten sett fra et systemsynspunkt. Usikkerhet ved tilsig vil typisk føre til reduksjon av tilbudet i perioden etter at tilsiget ble mindre enn forventet, og motsatt hvis tilsiget ble høyere enn forventet (Førsund 2007; Førsund et al. 2005). Nedtapping av vannmagasiner i vinterperioder med en allerede lav fyllingsgrad blir ekstra risikable hvis vinden da skulle svikte. Dette betyr at man må være mer forsiktig med vannet enn uten vind, og at prisenivået (*ceteris paribus*) dermed blir høyere enn uten usikkerheten vind fører med seg. Å holde tilbake vann på grunn av usikkerhet med vind kan betraktes som en kollektiv forsikring med den høyere prisen som en forsikringspremie¹.

Usikkert tilbud og usikker etterspørsel vil nødvendigvis føre til ubalanser i kontinuerlig tid. Reguleringsmarkedet skal ta seg av denne type usikkerhet. Den suverene reguleringsvnen til vannkraft gjør at denne egner seg best til slike reguleringsformål. Selv om den totale bruk av kraft til slike formål er relativt liten, vil det værere rimelig å tro at volumet vil øke med innføring av vindkraft i stor skala. Men vil dette i seg selv gi vannkraften økt lønnsomhet? Det er

¹ Iveren etter å regulere vannmagasinene i forkant av knapphetsperioder kommer gjerne i perioder med spesielt høye priser, se Teknisk Ukeblad (2011a).

arbitrasjepriippet eller alternativkostnaden som bør ligge til grunn for den samfunnsøkonomiske betaling for reguleringskraft fra vannkraft (Førsund and Hjalmarsson 2010). Hvis en vannkraftprodusent blir bedt om å øke sin produksjon, så betyr det at den prisen han planla å få er høyere enn spotprisen. Han må derfor kompenseres med differansen, det vil si at reguleringsprisen blir den fremtidige gunstigste planlagte spotpris. Denne prisen avhenger av forventningene om fremtidige priser. Her kan sesongens forwardpriser benyttes til anslag. Hvis en vannkraftprodusent blir bedt om å redusere sin produksjon vil hans fulle tap per kWh, gitt at han ikke har ledig magasinkapasitet, akkurat måles ved spotprisen. Hvis han har ledig kapasitet så begrenses tapet til differansen mellom den prisen som vil gjelde på det tidspunktet som det nå blir mest lønnsomt å selge kraften på, og spotprisen. Dermed blir regulerprisen kun en betaling basert på denne differansen. Denne er også basert på forventninger. Disse forventningene ved regulering begge veier vil avhenge av det enkelte verks lagringskapasitet. Dess mindre lagringsevne (i forhold til tilsig) dess nærmere i tid kommer den alternative bruk til reguleringsbruken. Det kan dermed godt hende at den alternative prisen er den samme eller ganske nær spotprisen. Dette kan bety at det ikke er noen samfunnsøkonomisk kostnad ved nedregulering hvis det er ledig lagringskapasitet. (Vi ser bort fra betaling for tidsforskyving av et verks inntekter.) Vindkraft kan forsterke svingningene over periodene og dermed påvirke reguleringsprisen oppover basert på de predikerbare svingninger slik som illustrert i figurene foran. Men figur 4 illustrerer at det motsatte også kan skje.) Ved salg av reguleringskraft til utlandet via kabler kan prisen bli et forhandlingsspørsmål.

4. Konklusjoner

Variasjonene i fornybar kraft som vind, sol og elvekraftverk drevet av vind og vær må nødvendigvis medføre at de andre teknologiene for å produsere elektrisitet må fange opp svingningene. Det må til enhver tid være likhet mellom etterspørsel og tilbud av elektrisitet. Vindkraft vil spesielt føre til en større svingning i tilgang på predikerbar kraft, men også øke avvikene i kontinuerlig tid. I vår modellanalyse er alle kontrollerbare teknologier like fleksible. Vi har ved hjelp av figurer vist at både konvensjonell varmekraft og vannkraft kan få større variasjoner i utnyttelse for å motvirke svingningene i vindkraft. Men disse utslagene vil bli dempet hvis vindkraft er korrelert med høy etterspørsel. Med en mer realistisk forutsetning om

kostbar regulering opp og ned av konvensjonell varmekraft vil vannkraft ta en større del av sving-behovet i det kontrollerbare tilbudet enn det vår analyse har vist. Den perfekte fleksibiliteten til vannkraft blir belønnet ved at en større andel vannkraft vil bli brukt i perioder med høy pris. Men om vannkraft dermed blir mer lønnsomt enn uten vind, er et spørsmål om hvor prisnivået vil ligge med en betydelig økning i vindkraft og hvor stor andel konvensjonell varmekraft som vil bli tatt ut av produksjon på grunn av redusert lønnsomhet.

Vindkraft kan ikke unngå lavprisperioder. Hvis investeringer i vindkraft baseres på ureflektert bruk av gjennomsnittspriser kan investorene bli skuffet da andelen vind i lavprisperiodene kan bli større enn det som reflekteres i en gjennomsnittspris.

Mens vannkraft alltid vil bli fullt utnyttet i et lengre perspektiv, selv om lønnsomheten skulle gå ned, vil innføring av vind kunne parkere en del av konvensjonell varmekraft. Det er kapasitet med høyest marginalkostnad som eventuelt vil nedlegges. Dette er vel en del av motivasjonen for investering i vindkraft da utslippet av klimagasser blir mindre. Det er rimelig at varmekraftverk med høyest marginalkostnad bruker mest primær energi per produsert kWh og dermed vil den mest forurensende del av varmekraft slås ut. Men det er ikke dermed sagt at dette er den optimale måten å redusere bruk av varmekraftverk på. Mye taler for at investering i vindkraft subsidiert enten med grønne sertifikater betalt av forbrukerne eller ved "feed-in" tariff er en kostbar regulering sammenliknet med å legge avgifter på klimautslipp. I Statnett (2011) (se også omtalen i teknisk Ukeblad 201b) pekes det på den negative konsekvensen med grønne sertifikater at det vil gjøre det lønnsomt for vindkraft å tilby negative priser i situasjoner med for mye vindkraft for ikke å miste sertifikatvolum (men pristilbudet må være lavere enn sertifikatbetalingen).

Gitt den storstilte utbygging det satses på i land vi har og kan få flere kabelforbindelser til, så virker det ikke så lurt å satse på egen vindkraft i tillegg. En slik satsing kan rent økonomisk slå bena under en satsing på Norge som batteri unntatt ved en ekstremt negativ korrelasjon mellom tilgjengelighet av vind i Norge og land vi har (vil få) kabler til.

Når det gjelder de sannsynlige effekter av vindkraft i Norge med lavere gjennomsnittlige priser pekt på i artikkelen, kan det være fristende å ta fram et gammelt sitat av Kåre Willoch (1985, s. 4-5) når det gjelder politiske prinsipper for utbygging av kraft:

"Hvis man vil ha rimelig kraft, må man bygge ut så meget at det blir nok kraft til den pris man ønsker".

Man kan lure på om kraftkrevende industri og berørte deler av LO ligger bak presset for å bygge ut fornybar energi på tross av at Norge allerede har over 98 % av elektrisitetsproduksjonen basert på bruk av fornybar vannkraft. Denne mistanken svekkes ikke akkurat ved de forbruksgruppene som er foreslått unntatt fra betaling av grønne sertifikater.

Referanser

Førsund FR (2007). *Hydropower Economics*. New York: Springer Science+Business Media

Førsund FR (2007). Investment in transmission. Working Paper No. 34/07, SNF Project No. 3215, Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen

Førsund FR and Hjalmarsson L (2010). Renewable energy expansion and the value of balance regulation power, Working Papers in Economics No. 441, University of Gothenburg

Førsund FR, Mo B, Singh B og Wolfgang O (2005). Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning, SNF-rapport nr. 30/05, Bergen

Førsund FR, Singh B, Jensen T and Larsen C (2008). Phasing in wind-power in Norway: network congestion and crowding-out of hydropower. *Energy Policy* 36(9), 3514-3520

Hofstad K (ed) (2007). Kostnader ved produksjon av kraft og varme. Håndbok, Norges vassdrags- og energidirektorat

Hveding V (1967). Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem. *Elektroteknisk Tidsskrift* 80 (25), 517-525

Hveding V (1968). Digital simulation techniques in power system planning. *Economics of Planning* 8(2), 118-139

Mathiassen S (2011). Batteri – Norge. *Dagens Næringsliv* fredag 11 mars, s. 2

Statnett (2011). Høringssvar til OED's forslag til ny lov om elsertifikater. Statnett 01.02.2011 (Statnett_SF[1].pdf)

Teknisk Ukeblad (2011a). Straff kraftselskapene for tomme magasiner. Publisert 03.01.2011

Teknisk Ukeblad (2011b). Statnett advarer mot vindkraften. Publisert 03.02.2011

Willoch K (1985). El-forsyningen foran store oppgaver, *Fossekallen* 31(7), 4-5