

VINDKRAFT OG VANNKRAFT

– Norge som kraftbatteri for Europa?



EINAR HOPE er fra 2004 professor emeritus ved Norges Handelshøyskole. Han var professor i energiøkonomi ved høyskolen fra 1999 til 2004. I perioden 1995-99 var han konkurransedirektør. Hope ledet forskningsprosjektet som la grunnlaget for energiloven og kraftmarkedsreformen. For tiden er han også president i International Association for Energy Economics.¹

1. INNLEDNING

Vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge å investere i flere overføringsforbindelser av kraft til utlandet for derved å utnytte produksjonsegenskapene ved norsk vannkraft til i større grad å fungere som et «kraftbatteri» i samspill med kraftmarkedene i Europa gjennom økt kraftutveksling? Dette spørsmålet drøftes i artikkelen.

Det er en rekke forhold ved utviklingen av de europeiske kraftmarkedene og utformingen av energi- og klimapolitikken som taler for at foredlingsverdien av norsk vannkraft kan økes ved et slikt samspill. Noen eksempler på dette er:

- EUs 20-20-20 (energi- og klimamål for 2020) og oppfølgingen av fornybarhetsdirektivet for energi, spesielt den sterke satsingen på å bygge ut vindkraft
- økte krav til forsyningssikkerhet for energi, uttrykt bl.a. gjennom flere EU-direktiver
- økt bruk av markedsbaserte virkemidler i energi- og klimapolitikken, som kvotemarkeder for klimagassutslipp og sertifikatmarkeder for fornybar energi, og prisvirkninger på energi av dette
- sterkere integrasjon av de europeiske kraftmar-

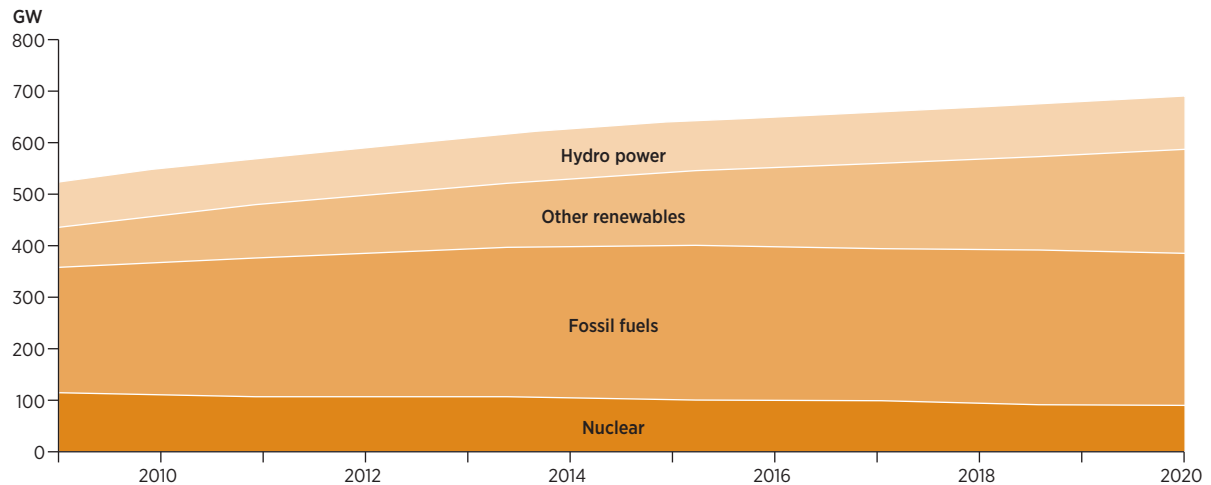
.....

¹ Takk til Jørgen Randers og Frode Skjeret for nyttige kommentarer.

kedene gjennom implementeringen av EUs tredje energimarkedspakke, som blant annet innebærer økt samarbeid mellom reguleringsmyndighetene på kraftområdet i Europa og sterkere koordinering av nettinvesteringer og driftsprosedyrer i det europeiske kraftnettet

Skal potensialet for høyere foredlingsverdi av norsk vannkraft kunne realiseres gjennom et slikt samspill, betinger dette at det må foretas betydelige investeringer, først og fremst i nettforbindelsene til utlandet, men også i det innenlandske produksjons- og nettsystemet. Dette vil påvirke hele driftsmåten til norsk kraftforsyning sammenlignet med dagens ordning.

I avsnitt 2 gis det en kort redegjørelse for omfang og innretning på utbyggingen av europeisk og norsk vindkraft, mens avsnitt 3 tar opp noen produksjonsmessige egenskaper og karakteristika ved vind som kraftkilde. I avsnitt 4 gis det en oversikt over planlagte overføringsforbindelser mellom Norge og utlandet for å kunne øke kraftutvekslingen mellom Norge og Europa, og i avsnitt 5 gis det noen momenter til vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av disse investeringene. Avsnitt 6 drøfter kort noen virkninger på forsyningssikkerhet og miljø av utenlandsforbindelsene, og avsnitt 7 inneholder en kort sluttmerknad.

FIGUR 1 Endring i sammensetningen av kraftproduksjonen i Vest-Europa til 2020.

Kilde: Frontier Economics og Consentec (2009)

2. UTBYGGING AV EUROPEISK OG NORSK VINDKRAFT

Utbyggingen av vindkraft har økt sterkt i Europa i de senere årene, og denne utviklingen må forventes å fortsette hvis de politiske målene om å satse på fornybar energi skal nås (se bl.a. EU 2008). Det er anslått at om lag en sjettedel av Europas elektrisitetsproduksjon vil komme fra vindkraft i 2020, hvis 20-prosentkravet til fornybar energi i EUs 20-20-20-energimål oppnås (Green og Vasilakos 2010b).

Det er i første rekke de vesteuropeiske landene som til nå har satsset på utbygging av vindkraft. Ifølge tall for 2008 fra den europeiske vindkraftforeningen, EWEA, har Tyskland størst installert vindkraftkapasitet med cirka 24 GW, fulgt av Spania med cirka 17 GW, mens Danmark, Frankrike, Italia og Storbritannia alle ligger mellom tre og fire GW. Ser man imidlertid på andelen av vindkraft av samlet kraftforbruk i landene, kommer Danmark på topp med om lag 20 prosent, mens Spanias andel er 12 prosent og Tysklands 7 prosent.

For EU-landene samlet anslår EWEA at vindkraftkapasiteten vil øke fra cirka 65 GW i 2008 til mellom 230 (lavt estimat) og 265 (høyt estimat) GW i 2020. Havbasert vindkraft forventes å øke sterkest, spesielt i land som Danmark, Storbritannia og Nederland. I disse landene anslås andelen av vindkraft i totalt kraftforbruk

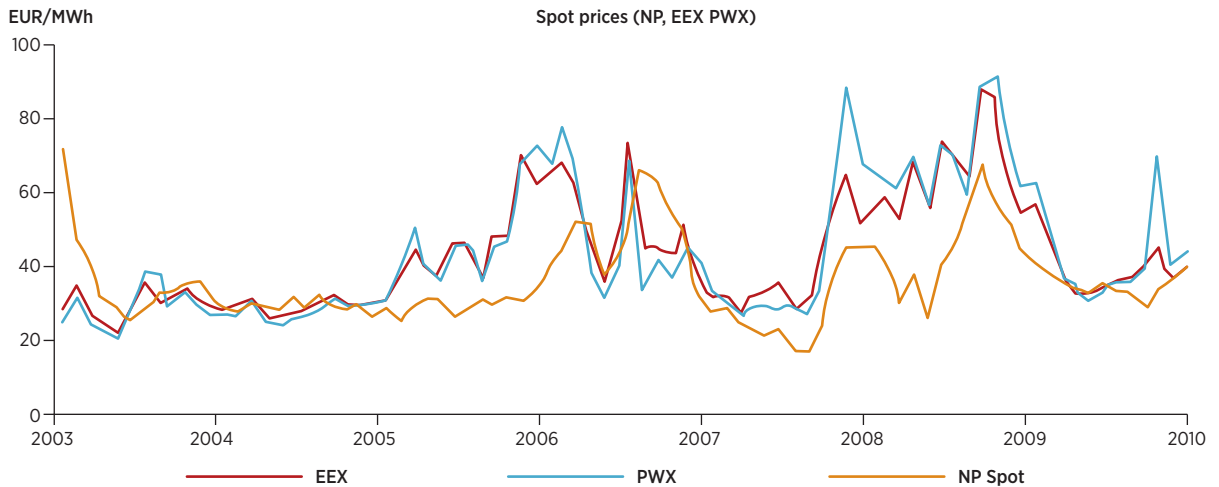
å ligge på henholdsvis 46, 25 og 22 prosent i 2020 for det høye estimatet.

I en studie for Energibedriftenes Landsforening (EBL) har Frontier Economics og Consentec stilt sammen tall fra ulike kilder for å få et grunnlag for å vurdere hvordan sammensetningen av kraftproduksjonen i Vest-Europa – altså ikke hele EU som ovenfor – kan forventes å endre seg over tid frem til 2020. Dette fremgår av figur 1.

Veksten i fornybare energiformer, unntatt vannkraft, er her anslått til om lag 150 prosent, fra 76 GW i 2009 til 195 GW i 2020. Hoveddelen av dette vil bestå av vindkraft. Når det korrigeres for vindkraftens forventede andel av veksten i fornybar energi, kommer man frem til et tall på 94 GW som samlet forventet økning i vindkraftkapasitet i Vest-Europa til 2020.

For Norges vedkommende var tallet for installert vindkraft 0,43 GW i 2009, med en samlet produksjon på 980 GWh, noe som tilsvarer under 1 prosent av norsk kraftproduksjon. Det fysiske norske vindkraftpotensialet er imidlertid meget stort, spesielt til havs, men store deler av dette kan ikke realiseres på grunn av kostnadsmessige, teknologiske og miljømessige forhold. I NVE (2010) har man anslått at innen 2020 vil det være mulig å øke årsproduksjonen av fornybar kraft med cirka 30 TWh/år i forhold til i 2008, fordelt med cirka 13 TWh/år på vannkraft og 17 TWh/år på vindkraft. Dette for-

FIGUR 2



Kilde: Nord Pool

utsetter at utbygging skjer der det er ledig nettkapasitet. Skal produksjonen økes mer, kreves det ytterligere investeringer, som opprustning av nettet eller tiltak for å øke utnyttelsen av eksisterende nett, alt ifølge NVEs mulighetsstudie.

I det følgende vil vi konsentrere drøftingen om samspillet mellom europeisk vindkraft og norsk vannkraft, og ikke gå nærmere inn på forholdet mellom norsk vindkraft og vannkraft i produksjonstilpasningen.²

3. PRODUKSJONSMESSIGE EGENSKAPER VED VINDKRAFT OG VANNKRAFT

Det er egenskaper ved vinden, som styrke, variabilitet og varighet, som bestemmer kraftproduksjonen i et vindkraftanlegg. I 2009 var ifølge NVE den gjennomsnittlige brukstiden for de norske vindkraftanleggene 2 290 timer, tilsvarende en kapasitetsfaktor på 26 prosent, men brukstiden varierte fra mellom 1 500 til 3 000 timer fra anlegg til anlegg. I gjennomsnitt produserte med andre ord vindkraftanleggene bare omtrent en

2 Ved en samlet vurdering av lønnsomheten av ytterligere å bygge ut overføringsforbindelsene av kraft til utlandet, må naturligvis utbyggingen av norsk vindkraft og vannkraft også inngå. Hvis hele potensialet på 30 TWh realiseres frem til 2020, jf. ovennevnte anslag av NVE, og det innenlandske forbruket ikke øker tilsvarende, vil deler av norsk fornybar kraft bli innelåst og bidra til å presse kraftprisen nedover i det innenlandske markedet, isolert sett, og forutsatt at kapasiteten på de eksisterende overføringsforbindelsene allerede er fullt utnyttet.

fjerdedel av året. I Europa er vanlig brukstid for en vindkraftmølle om lag 2 000 timer, som tilsvarer en kapasitetsfaktor på 23 prosent.

Vindforholdene kan variere geografisk, over døgnet og året, og mellom land- og havbaserte vindkraftanlegg. På gode lokaliteter i Nord-Norge og til havs kan brukstiden komme over 4 000 timer. I Norge er det en markert sterkere gjennomsnittsvind om vinteren enn om sommeren, mens dette ikke i samme grad er tilfellet i Europa. Der kan derimot variasjonen mellom dag og natt være større enn hos oss, med forholdsvis sterkere gjennomsnittsvind om dagen enn om natten. Dette er forhold som kan bygges inn og utnyttet ved lokalisering av vindkraftproduksjon og drift av vindkraftanlegg.³

3 Se for eksempel Holttinen (2004) for en drøfting av dette, også av hvordan disse forholdene kan utnyttes til å utjevne virkningen av vindvariabilitet i et samkjørt, regionalt kraftsystem som det nordiske kraftmarkedet.

Slik utbyggingen av vindkraft foregår i Europa, vil man ikke nødvendigvis få lokalisert vindkraftanleggene til steder med de beste vindforholdene for kraftproduksjon, sammenlignet med en situasjon der man kunne planlegge og optimalisere utbyggingen innenfor en samlet europeisk ramme. Utbyggingen har nemlig så langt i all hovedsak foregått på nasjonal basis. Derved kan det tenkes at for eksempel Tyskland, som har satset sterkest på vindkraft til nå, har endt opp med en suboptimal løsning, produksjonsmessig og effektivitetsmessig sett, i forhold til den løsningen man ville ha valgt hvis man betraktet hele det europeiske vindområdet for energiproduksjon under ett.

Vindvariabiliteten og den typisk korte brukstiden for et vindkraftanlegg betinger at et kraftsystem med vindkraft må være dimensjonert og sammensatt med hensyn til andre genereringsformer på en slik måte at det kan kompenseres for endringer i vindkraftproduksjonen. Jo større andel vindkraftproduksjonen utgjør av den samlede kraftproduksjonen i et kraftsystem, jo større blir behovet for slik annen «svingkraft»-produksjon.

Det er i dette at potensialet ligger for norsk vannkraft i samspill med et høyt innslag av vindkraftproduksjon i det europeiske kraftsystemet. Vannkraften har nemlig langt bedre reguleringsegenskaper sammenlignet med termisk kraft (fossilkraft og kjernekraft), ved at produksjonsmengden nesten momentant kan endres opp eller ned i takt med svingninger i kraftforbruket og i kraftproduksjonen for øvrig i systemet, mens det ved termisk kraftproduksjon kan ta vesentlig lengre tid å endre produksjonstilpasningen. Dessuten representerer den betydelige magasineringskapasiteten av vann i høytliggende norske reservoarer et stort batteri av lagret energi som kan utnyttes til å møte svingninger over tid i forbruk og annen variabel kraftproduksjon, sammenlignet med et kraftsystem med stort innslag av ikke-magasinerbar elvekraft i hydrodelen.

Når det gjelder tidsmønsteret for potensiell kraftutveksling, vil dette i første rekke være bestemt av kraftprisene i det norske/nordiske markedet i forhold til kraftprisene i det europeiske markedet.

Figur 2 viser utviklingen over tid og gjennomsnittsnivået på spotprisen på kraft i henholdsvis det nordiske, tyske og franske kraftmarkedet fra 2003 til 2010, representert ved henholdsvis Nord Pool Spot, European Energy Exchange (EEX) og Powernext (PWX). Som vi ser, ligger gjennomsnittet av månedlige spotpriser stort sett lavere i det nordiske markedet enn i det tyske og franske markedet gjennom hele denne perioden. Dette gir i seg selv et potensial for krafthandel mellom markedsområdene.

Når det gjelder de kortsiktige prisvariasjonene, er det slik at prisene i det norske/nordiske markedet varierer lite over døgnet sammenlignet med prisene på kontinentet. En årsak til dette kan nettopp være det store innslaget av regulerbar vannkraft i dette markedet. Derimot kan prisene i det norske/nordiske kraftmarkedet variere mer over året enn i Europa for øvrig, og spesielt i tørrår og ved knapphet på vann i Norge kan prisene

komme til å stige sterkt. I en slik situasjon vil energitilgangen kunne sikres gjennom norsk adgang til det termiskbaserte, europeiske kraftsystemet

Potensialet for lønnsom kraftutveksling mellom Norge og Europa ligger i hele spekteret av produkter og tjenester i kraftomsetningen og nettvirksomheten, i hovedgruppene:

- a) produkter primært knyttet til kraftmarkedene, som spotkraft og finansielle produkter (derivater)
- b) produkter primært knyttet til nettvirksomheten, som balanse- og systemtjenester

Punkt a) refererer i første rekke til handel med energiprodukter, mens punkt b) i hovedsak omfatter omsetning av effektprodukter.

Mer spesifikt kan det skilles mellom:

- regulær krafthandel som følge av mer eller mindre permanente prisdifferanser over tid mellom ulike markeder, som ikke utjevnes gjennom markedskopling eller tilstrekkelig overføringskapasitet mellom markedene
- prisvariasjoner mellom dag og natt mellom det norske/nordiske og europeiske markedet som gir potensial for eksport av vannkraft fra Norge på høylast på dagtid i Europa og import fra Europa på lavlast om natten
- balansekraft og systemtjenester i overføringsnettet for å sikre den helt kortsiktige tilpasningen (se nedenfor) mellom produksjon og forbruk for å unngå systemsammenbrudd
- «svingprodusent» for den delen av variasjonene i vindkraftproduksjonen som det europeiske kraftsystemet ikke klarer å kompensere for på egen hånd, eller som man i alle fall vil kunne kompensere for mer kostnadseffektivt ved bruk av norsk vannkraft, og
- forsyningsikkerhet for energi i år med lav vanntilgang i det norske kraftsystemet gjennom kraftimport og på den annen side eksport av «overskuddsproduksjon» i år med rikelig vanntilgang.

For å kunne utnytte dette potensialet må det imidlertid være tilstrekkelig kapasitet i overføringsnettet mellom Norge og Europa til at et økonomisk optimalt nivå på kraftutvekslingen kan oppnås for partene som deltar i den.

4. UTBYGGING AV OVERFØRINGSFORBINDELSENE FOR KRAFT TIL UTLANDET

I det følgende avgrenses fremstillingen til investering i nye overføringsforbindelser mellom Norge og utlandet, inklusiv Danmark og Sverige, som jo begge inngår i det nordiske kraftmarkedet. Parallelt med dette planlegges det også nye forbindelser mellom de øvrige nordiske landene og utlandet. Disse vil påvirke prisdannelsen i det nordiske markedet og kraftutvekslingen mellom dette markedet og markedene i Europa, og vil måtte inngå i en samlet vurdering av lønnsomheten av investeringer i overføringsforbindelser mellom Norge og utlandet, isolert betraktet.⁴

Av Statnetts Nettutviklingsplan 2010 (Statnett 2010) fremgår det at det planlegges en rekke nye utenlandsforbindelser fra Sør-Norge, som høyspente likestrømskabler (HVDC), i tillegg til de eksisterende overføringsforbindelsene til Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland og Russland.

- Danmark: Statnett har allerede fått konsesjon til en fjerde kabel til Danmark (Skagerak 4) med en kapasitet på 700 MW. Dette innebærer at den totale utvekslingskapasiteten mellom Norge og Danmark (Jylland) øker til om lag 1 600 MW.
- Tyskland: Statnett har søkt konsesjon for en ny forbindelse mellom Norge og Tyskland (Nord.Link) med 1 400 MW kapasitet. I tillegg deltar Statnett med 50 prosent, sammen med selskapene Lyse, Agder Energi og sveitsiske EGL, i et prosjekt for en tilsvarende forbindelse (NorGer).⁵
- Nederland: Det søkes konsesjon for en utvidelse av kapasiteten på NorNed-forbindelsen med 700 MW (NorNed 2).
- Storbritannia: Det vurderes en mulig overføringsforbindelse mellom Norge og Storbritannia med en kapasitet på opptil 1 600 MW, i samarbeid med National Grid.

4 I en nylig fremlagt utredning av konsultentselskapene Pöyry og Thema (2010) er det foretatt en analyse av investeringer i fornybar energi og overføringsforbindelser for kraft mellom det nordiske markedet og det øvrige Europa, under fire ulike scenarier for energi- og klimapolitikk. Der er det også gitt en samlet oversikt over planlagte overføringsforbindelser mellom Norden og Europa (Appendiks A).

5 Med en kapasitet på 1 400 MW kan NorGer transportere om lag 11 TWh/år kraft mellom de to landene. Det er uklart om begge forbindelsene tenkes realisert, eller bare den ene av dem i første omgang.

- Sverige: I samarbeid med Svenska Kraftnät søkes det om konsesjon for en 1 200 MW forbindelse (Syd-vest-linken).

I tillegg har det nylig fremkommet planer om en forbindelse mellom Norge og Skottland av et konsortium av norske og utenlandske selskaper, der Statnett ikke inngår.

Det foreligger ikke detaljerte kostnadsdata tilgjengelig for investeringene i de ulike overføringsforbindelsene med tilhørende landanlegg m.v.⁶ Utbyggingen av forbindelsene betinger også at det foretas investeringer i ny nettkapasitet innenlands og i nettforsterking, spenningsoppgradering m.v. av det innenlandske kraftnettet. I nettutviklingsplanen anslår Statnett at det samlede investeringsbehovet i sentralnettet er i størrelsesorden 40 milliarder kroner for de nærmeste ti årene.

Parallelt med det norske investeringsprogrammet for utbygging av utenlandsforbindelsene foregår det i Europa et tilsvarende arbeid med en nettutviklingsplan for de kommende ti årene. Denne koordineres av The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) og er ganske ambisiøs, med planlagte investeringer i størrelsesorden 200 milliarder kroner de nærmeste fem årene. En viktig oppgave for ENTSO-E er også å utarbeide et fremtidig felles regelverk for systemdrift, markedsdesign og reguleringsopplegg innen kraftsektoren, som skal bidra til å fremme grenseoverskridende handel med kraft og et felles europeisk kraftmarked. Statnett er medlem av ENTSO-E. Det arbeides også med planer om et såkalt supernett for Europa for langdistanseoverføring av store kraftmengder, herunder et undersjøisk supernett i Nordsjø-området for sammenkopling av transmissjonsnettene i landene rundt dette området.

5. SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHETSVALG AV INVESTERING I NETTFORBINDELSER TIL UTLANDET

Siden det ikke foreligger tilgjengelige kostnadsdata for investeringer, driftskostnader, m.m. i utenlandskablene,

6 Den første NorNed-kabelen til Nederland kostet om lag fem milliarder kroner. Hvis kabelen transporterer 700 MW i 7 000 t/år = 5 TWh/år, betyr det en kapitalkostnad på ti øre/kWh, når vi antar seks prosent rente og 25 års levetid.

I avtaler om utenlandsforbindelsene inngår det prinsipper om fordeling av investeringskostnader og andre forhold mellom Norge og vedkommende land som deltar i kabelanlegget og kraftutvekslingen.

vil det ikke kunne foretas en full, kvantitativ analyse av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge av disse investeringene og kraftutvekslingen med utlandet. Dette ville i alle fall sprengte rammene for denne artikkelen.⁷ Her skal bare pekes på noen viktige forhold og momenter til en slik lønnsomhetsvurdering, spesielt problemstillinger knyttet til større variabilitet og mindre forutsigbarhet i kraftproduksjonen som følge av utbyggingen av vindkraft i Europa.

Kraftutvekslingen vil bestå av en rekke forskjellige produkter og tjenester. Prinsipielt kan det som nevnt foran skiller mellom produkter og tjenester som omsettes gjennom de organiserte kraftmarkedene (fysisk spotomsetning, finansielle markeder m.m.) og produkter og tjenester som primært knytter seg til nettvirksomheten og systemkoordineringen (balansetjenester, flaskehalshåndtering, reservekapasitet, ulike former for hjelpetjenester i nettet, m.m.), men i praksis er ikke alltid skillet entydig.⁸

Reguleringssegenskapene til norsk vannkraft gjør det som nevnt mulig å dekke opp kortsiktige variasjoner i kraftforbruket, for eksempel mellom dag og natt, og variasjoner i produksjonen av vindkraft. Potensialet for omsetning av spotkraft og andre markedsprodukter til dette markedet i Europa er i utgangspunktet meget stort, hvis planene for utbygging av vindkraft og annen fornybar kraft realiseres i henhold til mål og intensjoner.⁹

Spørsmålet er imidlertid om de nåværende prisrelasjonene mellom det norske/nordiske markedet og de europeiske kraftmarkedene vil bli opprettholdt fremover, eller om de vil endre seg, og spesielt om prisdifferansene vil bli redusert over tid. Det foregår blant annet en sammenkopling mellom det nordiske kraftmarkedet og kraftbørsene i Nord-Europa gjennom ulike former for tiltak og mekanismer.¹⁰ Dette må forventes å bidra til en mer enhetlig prisdannelse og

7 Det vises til *Klimakur 2020* (Klima- og forurensningsdirektoratet 2010) og Pöyry og Thema (2010) for ansatser til en slik analyse. Disse går imidlertid ikke spesifikt inn på å tallfeste den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av de nye norske kabelforbindelsene til utlandet, isolert betraktet.

8 Se for eksempel Hinoux and Saguan (2010) og Boccard (2010).

9 En interessant mulighet til å øke produksjons- og reguleringsvevnen i det norske vannkraftsystemet ved kortsiktige prisvariasjoner er å installere pumpekraftkapasitet i kraftanleggene, slik at man for eksempel kan importere kraft på nattid til å pumpe opp vann i magasinene som så kan benyttes til å eksportere kraft til høyere priser på dagtid.

10 Se blant annet Bye mfl. (2010).

reduere prisdifferanser, isolert betraktet, innen det sammenkoblede markedsområdet.

De europeiske landene må også forventes å forholde seg aktivt til problemstillinger rundt vindkraftvariabiliteten. Dette kan skje ved å endre sammensetningen av produksjonsutstyret ved å investere i genereringsformer med rask reguleringsevne i produksjonen, for eksempel gassturbiner til å dekke toppbelastningen, og å øke fleksibiliteten i tilpasningen av eksisterende produksjonsutstyr gjennom ulike former for tiltak.¹¹ I et mer integrert europeisk kraftmarked vil også virkningene av ulik vindvariabilitet mellom geografiske områder innen markedet kunne utjevnes internt gjennom markedstilpasningen. (Holtinen 2004).

Når det gjelder produkter og tjenester som primært er knyttet til nettvirksomheten og systemdriften, ligger det største inntekspotensialet i mekanismene for håndtering av kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet (flaskehalsinntekter). Disse inntektene tilfaller systemoperatøren og dem som medvirker i kapasitetshåndteringen (balanseshåndteringen) gjennom den nødvendige opp- eller nedreguleringen av produksjon og forbruk, eller gjennom andre tiltak, i en gitt situasjon.¹²

Man skiller gjerne mellom primære, sekundære og tertiære reserver som en systemoperatør kan benytte seg av i balanseshåndteringen og systemkoordineringen. Primære reserver skal, grovt sagt, være tilgjengelige for systemoperatøren innen et tidsspenn på mellom 30 sekunder og 5 minutter, sekundære reserver skal være tilgjengelige i tid mellom 5 og 15 minutter, mens tertiære reserver skal gjelde for tidsrommet fra 15 minutter til en time.

Tertiære reserver har en tidsopløsning som gjør det mulig å organisere budbaserte markedsordninger for dem. Disse markedene kalles gjerne intradag-markeder fordi de benyttes for markedsklarering og kapasitetsjustering i spotmarkedsomsetning basert på prisdannelse på timebasis gjennom døgnet (eng. *day-ahead*

11 I et intervju i Dagens Næringsliv 29.12.2010 med direktør Jørgen Kildahl i E.ON påpeker han at E.ON nå kan regulere sin kjernekraftproduksjon fra 9 000 til 5 000 MW i løpet av en halv time gjennom ny teknologi og egnede tiltak, og at det også arbeides aktivt med andre tiltak for økt fleksibilitet innen selskapets produksjons- og markedstilpasning.

12 Størrelsen på markedet for slike balanse- og systemtjenester er langt mindre enn selve spotmarkedet og derivatmarkedene for kraftomsetning.

market). Et eksempel på dette er Nord Pools Elbas-regulerkraftmarked i det nordiske kraftmarkedet og EPEX Spot innen den tyske kraftbørsen European Energy Exchange (EEX). Bakgrunnen for etableringen av EPEX Spot var nettopp innfasingen av store mengder vindkraft i det tyske kraftmarkedet og behovet for intradag-krafthandel som fulgte av dette (Assaad 2010).

Primære og sekundære reserver omfatter blant annet hjelpetjenester for frekvenskontroll i nettet og andre virkemidler som en systemoperatør kan benytte seg av til å kunne foreta mer eller mindre momentan balansering mellom tilbud og etterspørsel i en gitt situasjon, for å unngå nettutfall.

Innfasingen av de store mengdene vindkraft som forventes å komme i det europeiske kraftmarkedet, som drøftet i avsnitt 2, vil medføre en kraftig økning i behovet for reservekapasitet for å kunne balansere kraftsystemet. Anslag over dette behovet ligger i størrelsesorden fra 22 til 27 GW. Investeringskostnaden for en slik reservekapasitet vil kunne utgjøre så mye som rundt 20 prosent av investeringskostnaden for selve vindkraften. (Frontier Economics og Consentec 2010)

En rekke teknologier er utviklet eller på utviklingsstadiet for å kunne dekke reservekraftbehovet som følger av den forventede veksten i vindkraftproduksjonen. Reguleringssegenskapene til vannkraften representerer likevel en meget interessant og viktig reservekraftkilde, spesielt for det tertiære reservekraftmarkedet, sammenlignet med andre måter å dekke inn reservekraftbehovet på.

Det har oppstått en debatt innen ENTSO-E og andre europeiske organisasjoner på energiområdet om hvorvidt kapasitet på overføringsforbindelser mellom land skal regnes inn, eller skal kunne reserveres, for å dekke opp deler av behovet for balansekraft som følge av ubalanser i timeoppjøret for kraft i spotmarkedet eller andre forhold som kan skape kortsiktige ubalanser og derved skape behov for tilgang til reservekraft. Noen mener at dette ikke skal være tillatt, men oppfatningene synes likevel å gå i retning av å åpne opp for en slik løsning. I et integrert kraftsystem vil det forventes at dette vil føre til større fleksibilitet i markedstilpasningen og forbedre systemets funksjonsmåte og grad av forsyningssikkerhet med hensyn til effekt og energi, og alt i alt gi en velferdsgevinst. Sett ut fra reguleringssegenskapene til norsk vannkraft i et integrert europeisk kraftmarked med stort innslag

av variabel vindkraft, synes det i alle fall å være en fordel fra norsk synspunkt med slik reservasjonsrett for systemformål.¹³

Som nevnt har ikke formålet her vært å foreta en kvantitativ samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering av investeringene i utenlandsforbindelsene og i den innenlandske kraftforsyningen som følger av dette, men kun å peke på noen momenter og betraktninger som bør inngå i en slik vurdering.

I nettutviklingsplanen for 2010 vurderer Statnett disse investeringene som samfunnsøkonomisk lønnsomme, isolert betraktet. Interessen fra private aktører for å delta i utbyggingen, som nevnt ovenfor for Norsgers vedkommende, tyder også på at lønnsomhetspotensialet vurderes som positivt. De forholdene som er påpekt ovenfor, tilsier imidlertid at det kan være betydelig usikkerhet knyttet til lønnsomheten av prosjektene. Her må man skille mellom lønnsomheten til den enkelte overføringsforbindelse til utlandet, gitt at ingen andre forbindelser gjennomføres, og lønnsomheten til hele porteføljen av kabelprosjekter mellom Norge og utlandet, hvis alle de planlagte kabelforbindelsene skulle bli realisert noenlunde samtidig. Hvis:

- a) prisdifferansene mellom det norske og europeiske markedet reduseres over tid gjennom markedskopling eller på annen måte,
- b) hvis man i Europa bevisst investerer i å endre sammensetningen av kraftproduksjonsutstyret, slik at man i større grad kan justere for kortsiktige endringer i vindkraftproduksjonen på egen hånd, eller
- c) hvis man investerer i reservekapasitet for balansehåndtering og i systemtjenester i nettvirksomheten i eget system for å dekke behovet for slike tjenester,

vil dette kunne virke til å redusere lønnsomheten av investeringene i utenlandsforbindelsene og kraftutvekslingen med utlandet for norsk vannkrafts vedkommende, sammenlignet med en situasjon der slike tiltak ikke iverksettes.

.....
13 Verdien av en slik reservasjonsrett vil avhenge av fleksibiliteten i kraftsystemet med hensyn til å tilpasse seg til kapasitetsbegrensinger som oppstår som følge av kortsiktige endringer i tilbuds- og etterspørselsforhold. Jo mer fleksibelt systemet er, som igjen avhenger av settet av markedsordninger som er på plass til å håndtere slike forhold, desto lavere vil verdien av en reservasjonsrett være.

Det er også usikkert om den store vindkraftutbyggingen i Europa faktisk vil bli realisert fullt ut i henhold til oppsatte mål og planer. Kostnadsbildet for utbygging av vindkraft i forhold til andre kraftformer er fremdeles slik at vindkraften må subsidieres, og spesielt gjelder dette for havbasert vindkraft. Spørsmålet blir derfor om energi- og klimapolitikken i EU og i medlemslandene vil bli opprettholdt fremover i lys av dette, og være tilstrekkelig forutsigbar for investorene i kraftsektoren til at prosjektene blir gjennomført i henhold til de overordnede målene.¹⁴ Hvis planene realiseres, vil på den annen side mengdene vindkraft som skal fases inn i kraftproduksjonen i Europa, være så vidt store (jevnfør avsnitt 2) og medføre så stor variabilitet i kraftproduksjonen totalt sett at det synes å være et tilstrekkelig stort potensial for regulær norsk vannkraft til å kunne oppnå samfunnsøkonomisk lønnsom avkastning på investeringene. Grundigere analyser av dette bør imidlertid foretas i lys av de lønnsomhetsvurderingene som foreligger dokumentert offentlig tilgjengelig til nå.¹⁵

I neste avsnitt drøftes kort virkninger av investeringene i utenlandskablene på forsyningssikkerhet og miljø, som også vil måtte inngå i en samlet lønnsomhetsvurdering for Norge.

6. UTENLANDSFORBINDELSER, FORSYNINGSSIKKERHET OG MILJØVIRKNINGER

Utenlandskablene vil bidra til å forbedre forsyningssikkerheten av kraft i Norge, spesielt ved at vi kan sikre kraftforsyningen i år med lav vanntilgang ved å ha aksess til det termiske kraftsystemet i Europa, forutsatt naturligvis at det er nok kapasitet i Europa til at slik kraft kan leveres. Det økende innslaget av variabel vindkraft i det europeiske kraftsystemet har reist en debatt i Europa om å sikre tilstrekkelig kapasitet til å dekke behovet for grunnlastproduksjon, som i første rekke dekkes av termisk kraft. Dette vil også

kunne ha betydning for den norske forsyningssikkerheten for energi.¹⁶

Med et større antall overføringsforbindelser til utlandet vil det ha mindre innvirkning på krafttilgangen til det norske markedet hvis én eller flere av disse skulle falle ut på grunn av tekniske feil eller tas ut for reparasjon og vedlikehold. Dette gir forbedret forsyningssikkerhet. Forsyningssikkerheten kan også forbedres ved at det investeres i en kabelforbindelse som en forsikringsordning eller beredskap ut fra uforutsette forhold, uten at kabelen nødvendigvis benyttes under regulære driftsforhold, eventuelt at deler av kabelkapasiteten reserveres for slike upåregnelige forhold. Jevnfør for øvrig drøftingen i avsnitt 5 om reservasjon av overføringskapasitet for å dekke opp behovet for systemtjenester og reservekapasitet i kraftsystemet.

Virkningene på miljø og klima av økt innslag av vindkraft i det europeiske kraftsystemet og av norsk vannkraft som et batteri for Europa er for komplekse og uoversiktlige til å tas opp innenfor rammen av denne artikkelen.¹⁷ Utbyggingen av vindkraft er et av EUs viktigste virkemidler for å realisere målet om 20 prosent reduksjon av klimagassutslipp til 2020. For det norske klimaregnskapet blir spørsmålet blant annet om kraftbatteriet Norge fører til netto import eller eksport av kraft. Blir det netto import, og importen i hovedsak kommer fra fossilkraft, vil klimaregnskapet forverres, alt annet like. Utbyggingen av norsk vindkraft og ny vannkraft vil på den annen side kunne medføre at vi kommer i en netto eksportsituasjon for kraft, noe som vil medføre en forbedring av det europeiske klimaregnskapet, hvis eksporten erstatter fossilkraft i Europa. Dette er kanskje det mest sannsynlige scenariet. Ved en samlet vurdering må man imidlertid også ta hensyn til miljøvirkninger som følger av selve utbyggingen av vindkraft, så som støy, visuelle virkninger, negative konsekvenser for fugleliv, m.m.

14 I en artikkel i *European Energy Review* av 13.1.2011, «The Dutch lose faith in windmills», fremgår det at man i Nederland planlegger en omfattende omlegging av energipolitikken og spesielt av subsidiene for fornybar energi. Dette vil innebære en sterk reduksjon av subsidiene til havbasert vindkraft, solkraft og storskala kraftproduksjon av biomasse, hvis omleggingen gjennomføres.

15 Analysene i *Klimakur 2020* og i Pöyry og Thema (2010) inneholder mye relevant informasjon, men er som nevnt ikke tilstrekkelig spesifikke til konkret å belyse den problemstillingen som her reises.

16 Hvis NVEs anslag på 17 TWh vindkraftproduksjon i Norge innen 2020 realiseres, vil dette representere en kraftbuffer til å forbedre forsyningssikkerheten for energi i år med lav vanntilgang i det norske kraftsystemet, isolert betraktet. Samspillet mellom norsk vindkraft og vannkraft har som nevnt ikke blitt tatt opp til drøfting i denne artikkelen.

17 Det foreligger en rekke studier om disse problemstillingene; se spesielt *Klimakur 2020*. Se også Eskeland mfl. (2010).

7. SLUTTMERKNAD

Utbygging av overføringsforbindelsene av kraft mellom Norge og Europa vil medføre at det norske og nordiske kraftmarkedet blir sterkere integrert med det europeiske markedet. Dette kan gi betydelige samfunnsøkonomiske effektivitetsgevinster for Norge, men det er også stor usikkerhet knyttet til lønnsomheten av kabelforbindelsene.

Samtidig fører markedsintegrasjonen til at norske kraftpriser blir sterkere harmonisert med kraftprisene i Europa, avhengig av kapasiteten på overføringsforbindelsene i forhold til den totale kraftomsetningen.¹⁸ Virkningene av alt dette vil kunne slå forskjellig ut overfor ulike interessegrupper. For norske kraftprodusenter vil for eksempel en økning av kraftprisen som følge av flere overføringsforbindelser medføre, alt annet like, høyere inntekter for et gitt kraftvolum og høyere grunnrente for de norske ressurseierne av vannkraften. Norske kraftforbrukere må derimot betale en høyere pris og får redusert sitt konsumentoverskudd. Hvis på den annen side norsk vannkraft (og vindkraft) blir låst inne som følge av for liten overføringskapasitet til utlandet, vil den norske kraftprisen falle og gi seg utslag i motsatt virkning på inntektsomfordelingen mellom norske kraftprodusenter og kraftkonsumenter. Som nevnt synes det første scenariet med kraftprisøkning som følge av utbyggingen av overføringsforbindelsene å være det mest sannsynlige i dagens situasjon. Fra et rent samfunnsøkonomisk effektivitetssynspunkt vil en slik omfordeling mellom norske aktører være uten betydning, men den vil nok utvilsomt komme til å være det aspektet ved batterisørsmålet som kommer til å skape mest offentlig debatt fremover. M

REFERANSER

- Assaad, David (2010). RES and intraday power markets in Europe: The shared challenge of integration. Innlegg. *European Power Generators' Summit*, Praha, 30.10.2010.
- Boccard, Nicolas (2010). Economic properties of wind power. A European assessment. *Energy Policy* 38(7), s. 3232–3244.
- Bye, Torstein, Mette Bjørndal, Gerard Doorman, Gerd Kjølle og Christian Riis (2010). *Flere og riktigere priser. Et mer effektivt kraftsystem*. Rapport fra Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet, oppnevnt av Olje- og energidepartementet, avgitt 30.11.2010.
- Eskeland, Gunnar S., Torben Mideksa og Nathan Rive (2010). *European climate goals to 2020 and the electricity sector*. Foreløpig notat, Norges Handelshøyskole.
- European Commission (2008). The Support of Electricity from Renewable Energy Sources: Accompanying Document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources. SEC 57.
- European Wind Energy Association (2009). *Wind Energy – The Facts*. European Wind Energy Association. Brussels.
- Frontier Economics og Consentec (2009). *Blowing in the wind – measuring and managing the costs of renewable generation in Europe*. A report prepared for Energibedriftenes Landsforening (EBL).
- Green, R.J. og N. Vasilakos (2010a). Market behaviour with large amounts of intermittent generation. *Energy Policy* 38(7), s. 3211–3220.
- Green, R.J. og N. Vasilakos (2010b). *The economics of offshore wind*. Working Paper. University of Birmingham.
- Hiroux, C. og M. Saguez (2010). Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs? *Energy Policy* 38(7), s. 3135–3154.
- Holttinen, Hannele (2004). *The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system*. VVT Publications 554.
- Hope, Einar og Frode Skjeret (2008). *State-of-the-art research: Optimal investment in market-based power systems*. SNF Working Paper 06/08.
- Klima- og forurensningsdirektoratet (2010). *Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020*. Hovedrapport, 13.11.2010, samt delrapporter til denne.
- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (2010). *Tilgangen til fornybar energi i Norge. Et innspill til Klimakur 2020*. Rapport mars 2010. Også diverse informasjon fra www.nve.no.
- Pöyry Management Consulting og Thema Consulting Group (2010). *Challenges for Nordic Power. How to handle the renewable electricity surplus*. Report, 19.11.2010.
- Skjeret, Frode (2008). *Overview of investment in electricity assets*. SNF-rapport R02/08.
- Statnett (2010). *Nettutviklingsplan 2010. Nasjonal plan for neste generasjons kraftnett*.

18 For nærmere drøfting av dette, under ulike forutsetninger og scenarier, se Pöyry og Thema (2010).