

Lars Sjørgard¹:

Det norske kraftmarkedet fremover: Subsidiert havvind til 'bunnløs' etterspørsel fra grønn industri?

Overgangen fra fossil til fornybar produksjon av elektrisk kraft vil gjøre produksjonen mer ustabil, særlig i våre naboland som ikke har fleksibel vannkraft. I denne artikkelen drøftes det hvordan dette vil påvirke vår kraftproduksjon og priser både hjemme og ute, og hvilke implikasjoner det har for investering i grønn industri. Det fortrinnet Norge hadde på å produsere billig elektrisk kraft er sannsynligvis ikke lenger til stede i fremtiden dersom vi må basere oss på dyr flytende havvind. Gitt en slik utvikling, er det grunn til å vurdere kritisk – både for samfunnet og for aktuelle bedrifter – å satse stortilt på grønn industri i Norge.

Nøkkelord: Elektrisk kraft, vannkraft, havvind, grønn industri

Markedet for elektrisk kraft er i endring. For å stoppe klimaendringene må vi fase ut bruk av fossilt brensel som kull og gass. I mange land vil dette innebære en total omlegging av kraftsektoren. I for eksempel Tyskland har de nylig stengt ned sine kjernekraftverk, og elektrisk kraft produsert med kull er planlagt faset ut på 2030-tallet. Det innebærer at de må stenge ned all eksisterende produksjon og bygge opp fornybar produksjon som ikke benytter fossilt brensel. Dette vil innebære investering særlig i vind- og solkraft. De vil da gå fra en situasjon med produksjon hver time og hele året, en stabil og regulerbar produksjon av elektrisk kraft, til en uregulerbar produksjon som svinger alt etter vind- og solforhold. Fortsatt er det høyst uklart hvordan de skal løse fremtidens utfordring med å ha tilgang på fornybar kraft på tidspunkter der det verken blåser eller er sol.

I Norge er situasjon svært annerledes. Vår vannkraft er fornybar, så vi trenger ikke rive verken våre dammer, rørgater eller turbiner. Tvert imot er vannkraft en svært verdifull ressurs også i fremtiden, da vi har stor fleksibilitet til å slå av og på produksjonen på svært kort varsel. I motsetning til vind- og solkraft kan vi lagre vann i våre magasiner, og dermed selv velge når vi produserer elektrisk kraft.

Samtidig vil vi i Norge også påvirkes av overgangen til mer fornybar kraft. Etterspørselen etter elektrisk kraft i Norge er forventet å øke. Da det er begrensninger på utbygging av mer vannkraft, må også vi bygge mer vind- og solkraft. I tillegg er norsk kraftsektor koblet sammen med landene rundt oss gjennom 17 kabler for eksport og import, og slik sett er Norge indirekte påvirket av overgang til uregulerbar fornybar kraft i andre land.

I denne artikkelen vil jeg drøfte hvordan disse endringene i tiden fremover vil påvirke kraftsektoren og de næringene som er svært avhengige av kraft som innsatsfaktor. Sentrale spørsmål er hva som skjer med priser og variasjoner i priser hjemme og i landene rundt oss. Gitt den forventede utviklingen, hvor attraktivt vil det da bli med nye grønne næringer i Norge som blant annet batteri og hydrogen?

Kraftsektor i omstilling²

Norge har et relativt høyt forbruk sammenlignet med andre land. Det skyldes at vi i større grad enn i de fleste andre land bruker elektrisk kraft til oppvarming og at vi har en relativt stor kraftkrevende

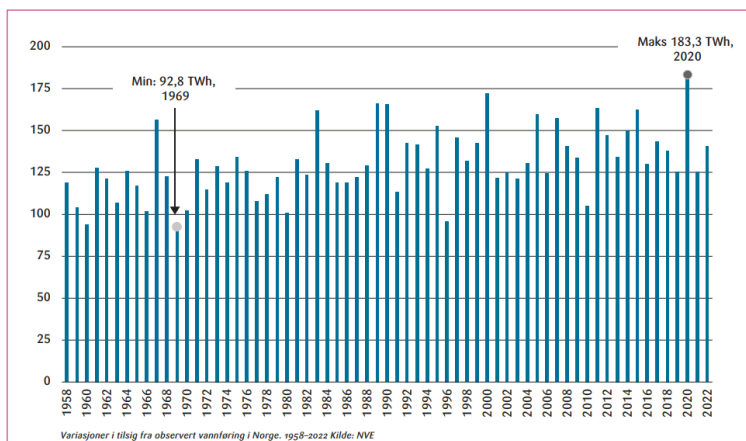
¹ Institutt for Samfunnsøkonomi, Norges Handelshøyskole. Takk til redaktør Trond Bjørnenak, Cathrine Torvestad og en anonym referee for svært nyttige kommentar til en tidligere versjon.

² Hvis ikke annet er nevnt, er opplysningene i dette avsnittet hentet fra ulike kapitler i NOU 2023:3.

industri. Dette kan delvis forklares ut fra historiske forhold. Utbygging av vannkraftverk fra slutten av 1800-tallet førte til at Norge fikk tilgang til relativt billig elektrisk kraft.

I løpet av de siste 10-15 årene har det blitt investert i vindkraft på land i Norge, og i dag utgjør vindkraft 10 % av norsk kraftproduksjon. I et normalår har Norge i dag et netto overskudd på elektrisk kraft på om lag 20 TWh, av en total produksjon på omlag 150 TWh.

Produksjonen av vannkraft er basert på tilsig av vann, og mengden nedbør (enten i form av regn eller snø) kan variere betydelig. Dette kan forklare hvorfor mengden tilsig av vann som kan benyttes til kraftproduksjon i Norge har variert fra drøyt 90 TWh (1969 og 1996) til drøyt 180 TWh (2020), se figur 1.



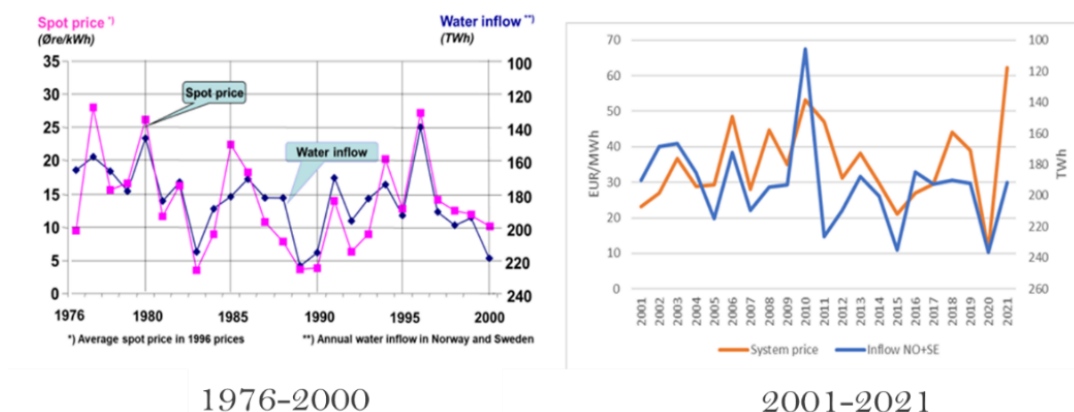
Figur 1. Tilsig i Norge 1958-2022

Kilde: NVE

Stor variasjon i tilsig taler sterkt for overføringslinjer til andre land. Da kan vi importere i år med lite nedbør og eksportere i år med mye nedbør. Det bidrar til å utjevne forskjellene i pris fra år til år, da det blir mindre ekstreme prisøkninger i tørrår og i mindre grad pris ned mot null i våtår. Klimaendringene påvirker norsk kraftproduksjon. Det er forventet gradvis mer nedbør i snitt, hvilket gjør det mulig å produsere mer elektrisitet i et normalår. På den annen side er det forventet at variasjonen fra våtår til tørrår kan øke til om lag 100 TWh.³ Dette vil være en svært stor variasjon, tatt i betraktning at den årlige produksjonen av vannkraft i et normalår er drøyt 150 TWh. Behovet for overføringslinjer til utlandet blir minst like stort i fremtiden, for å sikre oss mot fremtidens tørr- og våtår.

Den første overføringslinjen kom i 1960 fra Midt-Norge til Sverige. De to nyeste (og med høyest kapasitet) åpnet i 2021 til henholdsvis Tyskland og England. Netto årlig handel har variert fra om lag 11 TWh import i 2003 til om lag 20 TWh eksport i 2020. Til tross for betydelig eksport og import, har prisene variert med tilsiget. Dette er vist i Figur 2, der tall for pris er vist på venstre akse og tall for tilsig i Norge og Sverige er målt inverst på den høyre aksene.

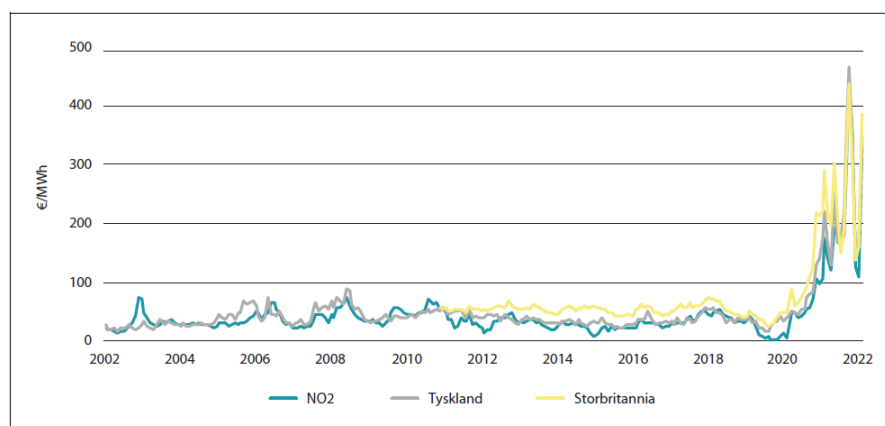
³ Se Thema Consulting og Multiconsult (2022), figur 27.



Figur 2: Sammenheng mellom pris og tilsig av vann Norge/Sverige 1976-2021

Kilde: Energikommisjonen

Selv om været påvirker prisene fra år til år, vil prisene også påvirkes av vår handel med utlandet. Det illustreres i figur 3.



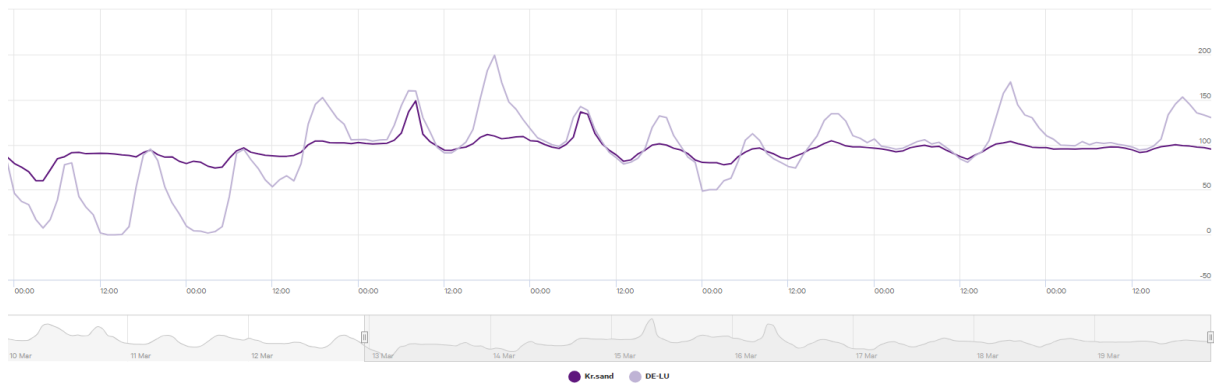
Figur 3: priser i Sør-Norge (NO2), Tyskland og Storbritannia 2002-22

Kilde: Energikommisjonen, figur 13.4

Vi ser at norske priser i snitt langt på vei følger prisene i landene rundt oss, og da særlig Tyskland. Det innebærer at den prispåvirkning fra utlandet som det har vært mye fokus på nå i de siste årene er et fenomen som har vart i en årrekke. Men samtidig viser figuren hvordan været også påvirker den norske prisen, illustrert ved høyere pris i tørråret 2003 og lavere pris i våtåret 2020 enn Tyskland. De to siste overføringslinjene (til Tyskland og Storbritannia) økte kapasiteten med knapt 50 %. Gitt turbulens som følge av energikrisen, er det vanskelig å fastslå effekten av dem hva angår mulig økt priskorrelasjon med våre naboland.⁴

Det er potensialet for gevinster forbundet med kortsiktig handel med kraft. Dette kan illustreres ved hjelp av figur 4, som viser timespriser i 10 dager i mars 2023.

⁴ For å avdekke mulig effekt, er det nødvendig å korrigere for en rekke andre forhold som kan påvirke prisen. For en studie som har foretatt den type analyse, se Myrli og Undeli (2022).

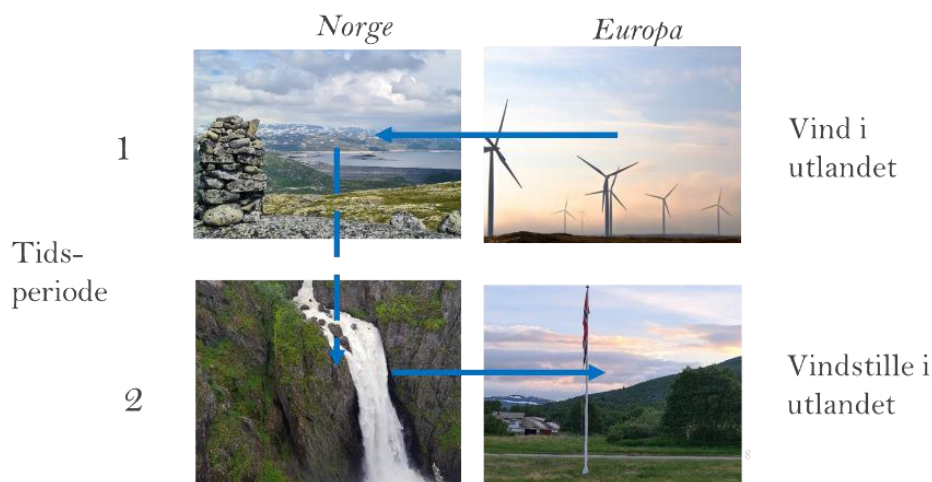


Figur 4: Priser i Tyskland og Sør-Norge (NO2) 10.-19. mars 2023

Kilde: Nordpool

Den tykke linjen viser prisen i Sør-Norge fra time til time, mens den tynne linjen er tilsvarende pris på samme tid i Tyskland. Vi ser at prisene er mye mer stabile fra time til time og fra dag til dag i Sør-Norge enn i Tyskland. Der prisene avviker vil det innebære at det er eksport fra lavpris- til høyprislandet, og full kapasitetsutnyttelse i kabelen (flaskehals) hindrer prisene å bli identiske. I løpet av et år er det både eksport og import av kraft. I 2021, et år med netto kraftoverskudd, var brutto eksport 25,8 TWh og brutto import 8,2 TWh.

Fleksibiliteten i vår vannkraft betyr at vi kan importere billig og eksportere dyrt, og dette vil i fremtiden få enda større verdi for nasjonen Norge. Det kan illustreres i figur 5.



Figur 5: En illustrasjon av flytting av produksjon i norske vannkraftverk

Når vinden blåser i for eksempel Tyskland, vil deres store produksjon føre til lav pris i deres område. Det vil ventelig utløse eksport til Norge. Våre vannkraftprodusenter vil typisk kunne bruke vannet på et senere tidspunkt, og byr inn slik at de ikke i dag selger til en lavere pris enn den de i forventning kunne solgt for i fremtiden. Når da vindkraftprodusenter må produsere og byr en lav pris, så blir resultatet at vannkraftprodusentene sparer på vannet i magasinene. Når det er lite vind og lite sol i for eksempel Tyskland, vil lav produksjon bety høy pris. Da vil flyten av kraft gå fra Norge til Tyskland. Det vannet som ble lagret i det vi har kalt periode 1 i figuren blir da brukt til å produsere kraft i periode 2, og dermed til å eksportere kraft ut av Norge.

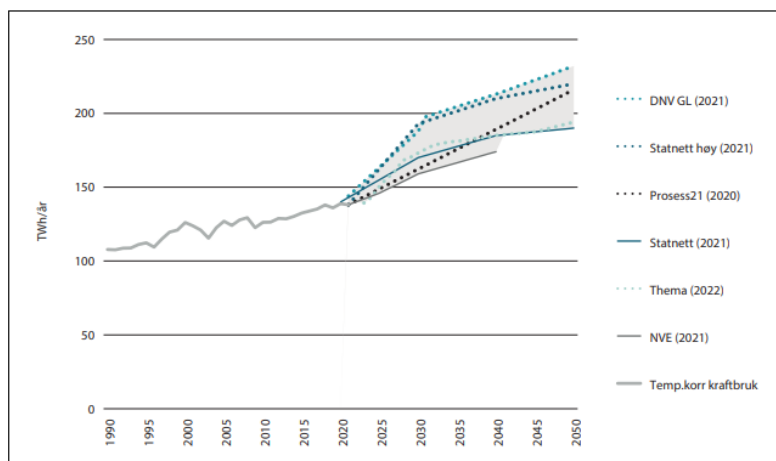
La oss nå relatere dette til figur 4. Den viser at den norske prisen er relativt stabil fra time til time, men enkelte timer er det lavere og enkelte timer høyere pris i Tyskland. Dette er ikke nødvendigvis

tegn på at kraftprodusentene i Norge utnytter markedsmakt til å holde oppe prisen i Norge. Snarere tvert imot, det er konsistent med at kraftprodusentene i Norge flytter vann til den perioden med høyest pris helt til prisene er utlignet. Hvis derimot de norske prisene i større grad hadde fulgt de tyske prisene hadde det vært større grunn til bekymring for utnyttelse av markedsmakt.⁵ Men for å kunne fastslå med sikkerhet om det er noe utnyttelse av markedsmakt, må det foretas en grundig analyse av utviklingen i priser over tid.

En viktig lærdom av dette er at vi forventer mer stabile priser i Norge enn i våre naboland i tiden fremover. Desto mer det investeres i fornybar kraft i landene rundt oss, desto større prissvingninger vil det bli i deres områder. Det er høyst uklart hvordan våre naboland vil lykkes med å bygge opp muligheten for lagring i form av f.eks. batterier og hydrogen. Da det er dyrt å investere i lagring, kan vi forvente at selv på lang sikt kan noe av prissvingningene vi nå ser på kontinentet fortsatt bestå. Det kan bety et betydelig antall timer med pris lik null eller lavere i våre naboland, for eksempel i Tyskland.

Potensialet for lønnsom kraftutbygging

Energikommisjonen har sammenstilt ulike prognoser for kraftforbruk, se i figur 6.



Figur 1.1 Utfallsrom for fremskrivninger av kraftbruk i 2030, 2040 og 2050

Kilde: NVE, Statnett, Thema, DNV GL og Prosess21.

Figur 6: Ulike prognoser for kraftforbruk frem til 2030

Kilde: Energikommisjonen figur 1.1.

Det er særlig to viktige drivere for økt etterspørsel. For det første er det målsettinger om å redusere klimautslippene i Norge. Det vil bl.a. bety økt etterspørsel etter elektrisitet særlig på tre områder: transport (bl.a. elektriske ferger og biler), petroleumsindustrien (elektrifisering av sokkelen) og industri på land (elektrisitet erstatter fossilt brensel).

Miljødirektoratet har anslått at forbruket av elektrisk kraft må øke med 34 TWh frem mot 2030 dersom vi skal nå de norske klimamålene (se Miljødirektoratet 2023). I realiteten vil det neppe bli så stor økt etterspørsel. Norge er på etterskudd med å iverksette sterke nok tiltak, og hvis sterke tiltak iverksettes vil det føre til økte kostnader og dermed redusert produksjon (og redusert etterspørsel etter kraft). Statnetts tall for forventet økt forbruk, såkalt reservert kapasitet i nettet, indikerer at det

⁵ Dette er analysert i Brekke *et al.* (2023). De viser at det kan være lønnsomt for en kraftprodusent som er prissetter (ikke pristaker) med prisforskjeller innenlands, og at det paradoksalt nok kan føre til mindre flaskehalser på utenlandskablene.

i liten grad er planlagt storstilt avkarbonisering av norsk landbasert industri de nærmeste årene (se Statnett, 2023).

Den andre driveren for økt kraftforbruk er ny grønn industri. Grønn industri er global, og dens lokalisering vil i stor grad være bestemt av rammebetingelser de står overfor i ulike land. I USA har implementering av IRA (Inflation Reduction Act) ført til svært store skattelettelser til grønn industri. Isolert sett vil dette bidra til mindre etablering i Norge og mer i USA, og vi har sett eksempler på at det skjer.⁶

Løfte om lave priser på elektrisk kraft kan bidra til etablering av grønn industri i Norge. Regjeringen har en målsetting om å bygge 30 GW med havvind innen 2040, hvilket omregnet til energi utgjør tilnærmet samme kraftproduksjon som vi i dag produserer i Norge (140 TWh). En viktig grunn til denne utbyggingen er å skaffe til veie kraft til ny grønn industri, som batteri, hydrogen, ammoniakk, og datasenter.

Etter at Arbeiderpartiets vedtak om virkemidler og mål i kraftmarkedet, uttalte næringsminister Jan Christian Vestre følgende til VG 5. mai 2023:

‘Strømprisen skal ned. Norge skal ha lavere strømpriser enn Europa. Det skal ordnes gjennom storstilt utbygging av mer energi og politisk kontroll’

Et netto kraftoverskudd i Norge, større produksjon enn forbruk innenlands, vil typisk føre til lavere snittpris i Norge enn i landene rundt oss.⁷ Ifølge Statnett (2023) kan en slik lav pris gi en nærmest ‘bunnløs’ etterspørsel etter kraft til ny, grønn industri:

‘Etterspørselen etter kraft fra internasjonal grønn industri er tilnærmet bunnløs sett fra et norsk perspektiv. .. Forutsatt at flytende havvind blir billig nok kan derfor forbruksveksten bli veldig høy.

Ut fra et slikt perspektiv har Statnett offentliggjort en svært høy forbruksprognose, der forbruket i 2050 er på 300 TWh, om lag det doble av dagens forbruk. Den viktigste grunnen til en slik ekstra høy forbruksvekst er etablering av grønn industri.⁸⁹

30 GW havvind er helt avgjørende for å kunne fremskaffe kraft til et slikt ekstra høyt forbruk. Planen er å benytte såkalte tosidige differansekontrakter i havvindutbyggingen. Selskaper byr da på en kontrakt om å bygge havvind, og hver av dem gir et bud på x øre/kWh. Den som tilbyr den laveste prisen får oppdraget, og er dermed sikret denne kontraktsprisen i 15 år. Hvis gjennomsnittlig spotpris i perioder når det blåser er lavere enn kontraktsprisen, vil selskapet få refundert differansen fra staten og omvendt hvis spotpris er høyere enn kontraktspris. Staten vil dermed risikoaavlaste utbyggerne, og de tar både ned- og oppsiden.

⁶ Eksempler på dette er batterifabrikkene Freyr og Corvus. Begge har satt på vent bygging av batterifabrikker i Norge, og i stedet startet oppbygging av fabrikker i USA. Et annet eksempel er hydrogenselskapet NEL, som har valgt å bygge en fabrikk i Michigan i USA som følge av gunstige skatteregler i USA. Se Menon Economics (2023) for en sammenligning av subsidier i USA, EU og Norge.

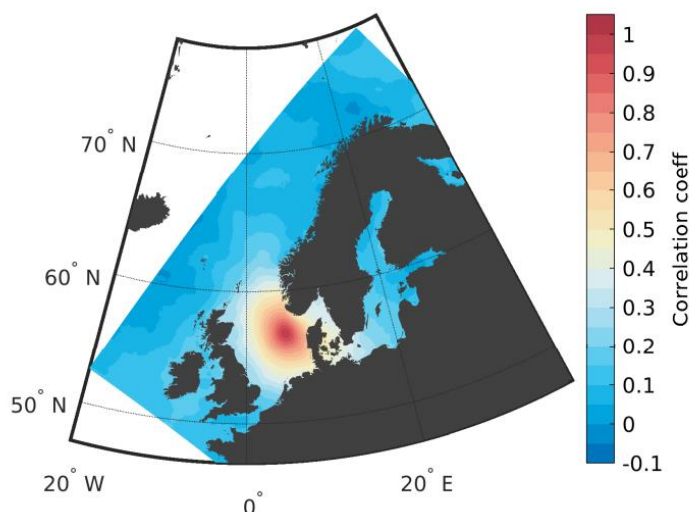
⁷ Se NVE (2022), som er omtalt i NOU2023:3, kapittel 11. For en kritisk drøfting om det er mulig og ønskelig med netto kraftoverskudd, se Sørgard (2023).

⁸ I scenariet ekstra høy forbruksprognose er det estimert at etterspørselen av elektrisk kraft fra grønn industri vokser med 115 TWh fra 2022 til 2050.

⁹ Gitt utsagnet om ‘bunnløs’ etterspørsel, er det grunn til å stille spørsmålet om det er mulig å oppnå lavere pris i Norge, se Sørgard (2023). I NVE (2023) er det anslått at den norske kraftprisen vil være litt høyere enn andre nordiske land i 2030, og det skyldes økt etterspørsel innenlands uten tilsvarende økning i kraftutbygging.

De norske områdene som er satt av til havvind er i all hovedsak ment for flytende havvind.¹⁰ I 2021 ble kostnaden ved flytende havvind av NVE anslått til 117 øre/kWh. Men nå antydes det at kostnaden kan være 150 øre/kWh eller enda mer.¹¹ Disse selskapene vil by ut fra sine forventede kostnader, hvilket vil være frikoblet spotprisen i markedet.

Da vindkraft er uregulerbar, kan det innebære lav verdi når den selges i markedet.



Figur 7: Vindkorrelasjon

Kilde: Solbrekke (2022), figur 2.4

I figur 7 har vi vist vindkorrelasjon.¹² Utgangspunktet er Sørliche Nordsjø II helt sør i den norske del av Nordsjøen, og mørk rød farge betyr sterk vindkorrelasjon med Sørliche Nordsjø II. Positiv vindkorrelasjon betyr at det blåser samtidig i disse områdene, med det resultat at produksjon av havvind når det først blåser blir høy. Dette presser ned prisene, og det oppstår såkalt priskannibalisering. Da pris avspeiler den marginale verdien av en ekstra enhet, betyr det at en ekstra enhet havvind i et slikt område har lav verdi for de som bygger ut og dermed også for samfunnet.¹³ Dette kan delvis motvirkes ved å sammenkoble vindparker som i liten grad er korrelert.¹⁴ Videre har havvind en gunstig sesongprofil, da det blåser mest om vinteren når etterspørselen er høyest.

Dersom kostnadene ved havvind blir høye og det i tillegg er priskannibalisering, kan det bety betydelige subsidier hvert år. Hvis forskjellen mellom kontraktspris og markedspris er 1 NOK per kWh, er det et årlig subsidium på 1 MRD kroner for hvert TWh produksjon. Hvis havvind bygges ut slik regjeringen har foreslått med 30 GW og dermed 140 TWh årlig energiproduksjon, er det tale om

¹⁰ NVE har utredet 20 områder med potensiale for havvind i Norge, og av disse er det kun fire områder i sørlige deler av Nordsjøen som er bunnfaste.

¹¹ Dette anslaget på kostnad ved utbygging av Utsira Nord har DNV kommet frem til i en studie fra juni 2023, gjengitt i Europower (se artikkel 28.06.2023). I november 2023 hevet engelske myndigheter maksimalprisen i en planlagt auksjon på flytende havvind til GBP 176/MWh, hvilket tilsvarer langt over NOK 2/kWh.

¹² Se også Hjelmeland og Nøland (2023), som også finner en sterk vindkorrelasjon mellom vindparken Sørliche Nordsjø II og andre vindparker i Nordsjøen.

¹³ Reichenberg *et al.* (2023) analyserer priskannibalisering, og viser ved hjelp av numeriske eksempler at det kan ha en betydelig negativ effekt på inntjening på vindkraft. I NVE (2023) er kraftpriser estimert for 2040. De anslår om lag 70 øre/kWh for vannkraft og i underkant av 40 øre for havvind dersom det er tilknyttet både Norge og utlandet (hybridkabler), se figur 5-14.

¹⁴ Se for eksempel Solbrekke *et al.* (2020), som analyserer effekten av å binde sammen vindparker som ikke er perfekt vindkorrelert.

et årlig subsidie på 140 MRD kroner. Selv om det blir synkende kostnader over tid som følge av læring, kan det fortsatt påløpe betydelige subsidier frem til kostnad er kommet ned til markedspris.

Myndighetene har satt et maksimalt subsidie på 23 milliarder NOK for Sørlege Nordsjø II.¹⁵ Hvis målet om 30 GW havvind er overordnet, vil det kunne føre til at en ikke overholder et maksimalbeløp på totalt subsidium. Den samfunnsøkonomiske kostnaden bli høyere enn dette, da systemkostnader kommer i tillegg. Betydelig mengde havvind skaper behov for regulerbar kapasitet som må holdes i beredskap for bruk i de perioder der det ikke blåser. Vannkraft er en ideell form for regulerbar kraft, men betydelig omfang av havvind vil gi behov for mer slik balansekraft enn det vi har for øyeblikket. Sist, men ikke minst, vil utbygging både til havs og til lands kunne føre til betydelige kostnader i form av naturødeleggelser.

Grønn industri i Norge

Det er flere ulike grønne industrier. Noen av de næringene som det oftest fokuseres på er batteri, datasenter, hydrogen og ammoniakk. Regjeringen har lansert Grønt Industriløft med løfte om 60 MRD kroner i virkemidler innen 2025 (se Nærings- og fiskeridepartementet 2022). Det er imidlertid uvisst hvor stor andel av dette som vil være subsidier.

Et første spørsmål er i hvor stor grad det er behov for disse næringene lokalisert i Norge for å gjennomføre det grønne skiftet i Norge. Er det i stedet mulig med import (og eksport) (se Oslo Economics og Sintef 2022)?

- Batteri: Kan enkelt transporteres, og dermed mulighet for både eksport og import
- Datasenter: Varierer fra tjeneste til tjeneste, der for eksempel videotjenester bør lokaliseres nær brukere for å få høyest mulig kvalitet mens for eksempel lagring kan skje i andre land
- Hydrogen: For øyeblikket begrenset mulighet for transport, men det forventes å bli større potensiale både for eksport og import
- Ammoniakk: Noe lettere å transportere enn hydrogen, og dermed potensiale for eksport og import

Vi ser at på lang sikt kan store deler av den grønne industrien lokaliseres i andre land, uten at det går ut over det grønne skiftet i Norge.¹⁶ Slik sett er det behov for noe grønn industri Norge, men vanskelig å se at dette hensynet vil tale for storstilt satsning i Norge på grønn industri.

Neste spørsmål er om vi har noen fortrinn som gjør det naturlig å etablere grønne industrier i Norge. Historisk har Norge hatt et absolutt fortrinn i produksjon av elektrisk kraft. Det har sammenheng med utbygging av store mengder vannkraft, som er fleksibel og har høy verdi (jf over). Fremover kan bildet bli et helt annet. Flytende havvind vil ifølge Statnett (2023) være avgjørende for stor ekspansjon av grønn industri i Norge. Kostnaden ved flytende havvind er svært høy, i alle fall i startfasen. Teknologisk utvikling kan imidlertid drive kostnadene nedover når en oppnår volum i produksjon av flytende havvind, slik vi har sett for andre teknologier.

Men i dag er forspranget svært stort for andre teknologier, f. eks. solparker. Det er anslått at et solpanel kan produsere tre ganger så mye kraft i Nord-Afrika som i f.eks. England. Det gir kostnader

¹⁵ Se endelig utkast av differansekontrakt til havvind, offentliggjort 7.11.2023 av Olje- og Energidepartementet. Når totalt subsidie har summert seg til det beløpet, stopper utbetalingen av subsidier.

¹⁶ Se for eksempel Oslo Economics (2023). De drøfter hvordan Norge kan lykkes med å etablere en hydrogenindustri, med potensiale for eksport. De påpeker imidlertid til slutt at et alternativ kan være på lang sikt å importere hydrogen fra Europa.

ved solkraft som er relativt lave i Nord-Afrika, langt under dagens kostnader for havvind.¹⁷ Det er konkrete planer om fire kabler fra Marokko til sørlige Storbritannia.¹⁸ Det er også andre forslag til lignende løsninger, bl.a. solparker i Egypt og kabler til Hellas samt solparker i Algerie. Dette er en illustrasjon på at flytende havvind starter langt bak startstreken for andre teknologier. Selve kraftverket (turbinen) er velkjent teknologi og dermed begrenset potensiale for å senke kostnadene, mens eventuell forbedring i teknologi omhandler de maritime operasjonene. Lærdommer fra dette er at det ikke må tas for gitt at Norge i fremtiden har et absolutt fortrinn når det gjelder lave kraftpriser på ny kraft.

La oss kort drøfte våre mulige fortrinn på noen av de mest aktuelle grønne industriene.¹⁹ Hva angår batteriproduksjon, er det forventet svært stor vekst i den globale etterspørselen i årene fremover. Slik sett er det god grunn til å etablere batteriproduksjon i Norge. Men det er en rekke forhold som taler mot en storstilt satsning i Norge. For det første er det allerede svært stor etablering av batterifabrikker i en rekke andre land. Kina har for eksempel allerede bygget opp en betydelig produksjon, med for øyeblikket betydelig overkapasitet.²⁰ Mangel på koordinering, og enda verre et kappløp mellom land, kan bety at det blir overetablering globalt og dermed sterkt press på prisene på batterier. For det andre består verdikjeden for batteriproduksjon av flere ledd, og det leddet der Norge kan bidra er ikke nødvendigvis det leddet som har størst potensiale for fortjeneste.

Batteriprodusenter som har etablert seg i Norge, slik som Freyr i Mo i Rana og Morrow i Arendal, har sin virksomhet innen battericelleproduksjon. Utfordringen er at det er utsikter til global knapphet på mineraler hvis ikke tiltak iverksettes.²¹ Både USA og EU har innført regulering knyttet til resirkulering av knappe råvarer. Såfremt en ikke lykkes med en omfattende resirkulering vil det bety at mineralprodusentene kontrollerer den knappe ressursen, og dermed kan ta en betaling som avspeiler stor del av den gevinsten som batteriproduksjon totalt sett skaper. Hvis en lykkes med resirkulering av sjeldne metaller, kan verdien bli større ved å selge disse mineralene i markedet enn ved å bruke de til batteriproduksjon i hard konkurranse med andre batteriprodusenter. I så fall er potensialet for superprofitt i norsk batteriproduksjon svært begrenset.

Hva angår grønn hydrogenproduksjon, er den viktigste innsatsfaktoren elektrisk kraft. Energitalet er betydelig. Over 30 % av energien går tapt når elektrisk kraft omdannes til hydrogen.²² Det er mulig med fleksibel produksjon av grønn hydrogen, der produksjonen kan slås hurtig av og på (såkalt PEM teknologi – proton exchange membran). Det gjør det spesielt gunstig å produsere grønn hydrogen i områder med store prissvingninger, forutsatt bl.a. at de får tilgang til fornybar kraft.²³ Da kan en slå på produksjon når prisen på kraft er ned mot null eller endog negativ. Det er som nevnt over

¹⁷ Se for eksempel Tisgui *et al.* (2018), som estimerer 0.0164 til 0.04 Euro/kWh for solparker i Marokko. Med en omregning på 10 NOK/Euro, vil det tilsvare fra 16.4 til 40 øre/kWh. Merk at det er en studie fra 2018, og kostnad har typisk økt etter det også for solparker. Men forspranget er langt opp til flytende havvind, selv om en opererer med det foreldede anslaget på 117 øre/kWh.

¹⁸ Det er selskapet *Xlinks* som planlegger dette. Det er inngått avtale med National Grid i England om ilandføring i Devon.

¹⁹ Diskusjonen som følger er i stor grad basert på Oslo Economics og Sintef (2022).

²⁰ Det er anslått at Kina i 2022 hadde om lag 80 % av verdens batteriproduksjon, og at de vil investere betydelig de nærmeste årene. For en oppdatert omtale av Kinas oppbygging av kapasitet, se for eksempel artikkel i Financial Times 3.10.2023 ([China's battery plant rush raises fears of global squeeze | Financial Times \(ft.com\)](https://www.ft.com/content/3102023/china-battery-plant-rush-raises-fears-of-global-squeeze)).

²¹ Se for eksempel Henckens (2021), som drøfter 13 ulike mineraler. Se også Vezzoni (2023), som drøfter konsekvensene for mineraletterspørselen av den grønne omstillingen i EU.

²² Se for eksempel Strømholm og Rolfsen (2021) og særlig beskrivelsen i forbindelse med figur 2.2.

²³ I henhold til regulering i EU må hydrogenprodusenter i regioner der det er mindre enn 90 % fornybar kraftproduksjon pålegges restriksjoner på hvilken kraft de kjøper, blant annet inngå langsiktige kontrakter (PPA) med produsenter av fornybar kraft (Se EU Kommisjonen 2023, Artikkel 4).

forventet større svingninger i kraftpriser i landene rundt oss, da de ikke har vannkraft som bidrar til å stabilisere prisene. Det taler for at landene rundt oss har et fortrinn i å produsere hydrogen.

Hva angår ammoniakk, benyttes til dels samme prosess som hydrogen. Det skyldes at hydrogen er innsatsfaktor til produksjon av ammoniakk. Energitalet er imidlertid enda større enn ved kun produksjon av grønn hydrogen. Det innebærer at på samme måte som for hydrogen vil landene rundt oss, som har større svingninger i kraftprisene, ha et fortrinn når det gjelder produksjon av ammoniakk.

Norge har mye kompetent arbeidskraft som kan benyttes i grønn industri. Men vi har knapphet på arbeidskraft, ikke knapphet på arbeidsplasser. I en kartlegging av behovet for arbeidskraft til grønn industri i årene fremover, ble det påpekt i Oslo Economics (2022) at det *«allerede er et betydelig kompetansegap for disse yrkesgruppene [som det er behov for i grønn industri] i økonomien som helhet. Virksomhetene i Norge rapporterer også selv om kompetansemangel innen disse yrkesgruppene.»* Tilsvarende funn er rapportert i andre studier.²⁴ En utfordring er at olje- og gassindustrien i Norge holder svært høy aktivitet, ikke minst som følge av endringene i beskatningen for denne næringen vedtatt under pandemien. Dette vil vedvare lenge. Å skape arbeidsplasser er derfor et lite gyldig argument for å gi særskilt støtte til grønn industri. Hvis en subsidierer grønn industri, kan en ende opp med subsidier i begge ender: Subsidert havvind for å levere kraft til en subsidiert grønn industri. Det er vanskelig å forsvare ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, ikke minst i en situasjon der Norge har knapphet på arbeidskraft.²⁵

Implikasjoner for bedrifters strategiske valg

Kraftmarkedet vil forandre seg betydelig i årene fremover. Det vil være tilfelle i Norge, men i enda større grad i andre land som må fase ut all sin fossile produksjon. Bedrifter som har planer om etablering må ta høyde for disse endringene. Spørsmålet da er hva de bør tenke på hvis de planlegger etablering i Norge.

La oss nå anta at våre politikere gjør gode valg på lang sikt, at samfunnsmessige riktige beslutninger trumfer populismen. I så fall bør vi se gjennom fagre løfter, og anta at de over tid vil justere kursen i riktig retning. I så fall er det grunn til å forvente at de i fremtiden vil innse at vi som nasjon ikke har et komparativt fortrinn i å bygge ut elektrisk kraft i svært stor skala. Det er rett og slett for dyrt sammenlignet med andre land, illustrert ved de betydelige kostnadene for samfunnet forbundet med storstilt utbygging av flytende havvind. Utsiktene til knapphet på arbeidskraft totalt i økonomien gjør det lite fornuftig å subsidiere nye arbeidsplasser, og da er det ikke noen grunn til at vi som nasjon vil ønske subsidiering av storstilt utbygging av flytende havvind for å støtte en ny grønn industri. Det kan endog tenkes at Norge i større grad bør utnytte mulighetene for import av elektrisk kraft, ikke minst dersom våre naboland bygger opp mye havvind som er tilgjengelig til en lav pris.

La oss legge til grunn et slikt scenarium som skissert over. Da er spørsmålet hvilke implikasjoner det har for bedriftenes strategiske valg hva angår særlig investering i grønn industri.

For det første bør de, i tråd med scenariet over, være skeptiske til et løfte i dag om lavere kraftpriser i Norge enn i landene rundt oss i fremtiden. Grunnen er at lavere kraftpriser i Norge over tid vil tiltrekke seg nyetableringer, og den 'bunnløse' etterspørselen kan bli stor. Det vil i neste omgang føre til økt etterspørsel etter kraft og bidra til høyere priser. Vi som samfunn vil ikke ønske å bygge ut 'uendelig' med fornybar kraft. På lang sikt vil vi derfor forvente at kraftprisene i Norge i beste fall kun

²⁴ Se for eksempel Menon Economics (2021). For en overordnet drøfting av kompetansebehovet, se Kompetansebehovutvalget (2022) og særskilt kapittel 2.3.4

²⁵ Dette er nærmere utdypet i Sørgard (2023).

i begrenset grad adskiller seg fra kraftprisene i landene rundt oss. Det illustreres ved NVE sin nye prognose for kraftprisene, der de anslår at Norge har høyere kraftpriser enn våre naboland i alle fall frem til 2030 (se NVE 2023).

For det andre må de vurdere om konkurransen blir lokal, eller om de må konkurrere i et globalt marked. Visse type datasenter vil ha stor fordel av lokalisering nær kundene, for eksempel datasenter som formidler videoer og dermed krever kort vei til kunden for å holde høy kvalitet. Da kan et datasenter i et annet land være et lite attraktivt alternativ, selv om de i et annet land kan oppnå lavere kraftpris. En fabrikk for produksjon av ammoniakk til skip kan derimot være et eksempel på en aktør som må konkurrere i et globalt marked. Da kan en ammoniakkfabrikk i Norge være i konkurranse med en ammoniakkfabrikk nær en havn i et annet land, som kan benyttes for import av ammoniakk til Norge.

For det tredje må de ikke se seg blinde på potensialet for vekst i et marked når de planlegger på hvilket område de skal satse. Det er for eksempel ingen tvil om at etterspørselen etter batterier vil øke dramatisk i årene fremover. Men det er det mange land og mange bedrifter som har fått med seg, og mangel på koordinering mellom land kan føre til overetablering. Etableringen har vært betydelig allerede, ikke minst i Kina som i dag sitter med betydelig ledig kapasitet og planlegger ytterligere ekspansjon.

For det fjerde må de tenke gjennom om de tilbyr noe unikt, som gir potensiale for å ta ut profitt ut over vanlig avkastning. Grønn industri vil i en del tilfeller ha behov for metaller av ulike slag. Ett eksempel er batteriproduksjon. Den typiske batterifabrikk i Norge er på et senere stadium i verdikjeden, nærmere bestemt battericelleproduksjon. Utfordringen er at for flere av metallene som er kritiske innsatsfaktorer i et batteri er det eller i ferd med å bli global knapphet. Da vil en forvente at den som besitter kontroll over den knappe faktoren tar betalt for den. I den grad det er profitt ut over normal avkastning vil en da forvente at det er mineralleddet som tar det ut, og produksjon av battericeller ikke oppnår særlig ut over normal avkastning såfremt de ikke tilbyr noe unikt.

For det femte må de ta høyde for at prisbildet i det norske markedet vil i mange år adskille seg betydelig fra de fleste andre land. Vår vannkraft vil bidra til relativt stabile priser, da vannkraftprodusenter har incentiver til å flytte vann helt til prisene i ulike perioder er utlignet. På kontinentet, derimot, vil uregulerbar kraft som sol og vind føre til betydelige prissvingninger fra time til time og fra dag til dag. Bedrifter som har mulighet å skru av og på sin bruk av kraft vil kunne nyte godt av disse prissvingningene. Det betyr at hvis du har en produksjon der du har stor fleksibilitet hva angår tidspunktet du etterspør kraft, vil det være mest fordelaktig å være lokalisert i området med mye uregulerbar kraft. Tilsvarende vil det bety at i en slik næring vil en ha en konkurranseulempelse dersom en etablerer seg i det norske markedet, med mye kortere perioder med så lav pris.

Referanser:

Brekke, K., O. R. Straume og L. Sjørgard (2023): 'Trade, renewable energy, and market power in power markets', notat, Norwegian School of Economics.

EU Kommisjonen (2023): 'Commission delegated regulation (EU) 2023/1184', 10.02.2023.

Henckens, T. (2021): 'Scarce mineral resources: Extraction, consumption and limits of sustainability', *Resources, Conservation & Recycling*, 169, 105511.

Hjelmeland, M., and J. K. Nøland (2023): 'Correlation challenges for North Sea offshore wind power: a Norwegian case study', *Sci Rep* 13, 18670.

Kompetansebehovutvalget (2022): 'Fremtidige kompetansebehov: Høyere yrkesfaglig utdanning for et arbeidsliv i endring', Temarapport 1/2022, overlevert til Kunnskapsdepartementet 31.05.2022.

Menon Economics (2021). 'Klimavennlig energiteknologi: Forsknings- innovasjonsdrevet næringsutvikling', I samarbeid med UiO, TIK-senteret og Multiconsult. Menon-publikasjon 54/2021.

Menon Economics (2023): 'Hydrogen subsidies in the EU, Norway and the US', Menon-publikasjon 48/2023.

Miljødirektoratet (2023): 'Klimatiltak i Norge mot 2023', Rapport M-2539/2023.

Myrvoll, T., og P. Undeli (2022): "Assessing the Impact of NordLink on Day-Ahead Prices in NO2 and Germany: A Quantile Regression Approach." Masteroppgave, Norges handelshøyskole.

NOU 2023:3: 'Mer av alt – raskere', Rapport overlevert til Olje- og Energidepartementet 1. februar 2023.

NVE (2022): 'Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris', notat, [notat_kraftbalanser.pdf \(nve.no\)](#).

NVE (2023): 'Langsiktig kraftmarkedsanalyse', NVE Rapport 25/2023.

Nærings- og fiskeridepartementet (2022): 'Veikart Grønt Industriløft', publisert 23. juni 2022.

Oslo Economics (2022). 'Kompetanse- og kunnskapsbehov for det grønne skiftet', Oslo Economics rapport 2022-72.

Oslo Economics og Sintef (2022). 'Industrien: Etterspørselen etter kraft, beslutningsfaktorer og energieffektivisering', Rapport skrevet på oppdrag av Energikommisjonen, august 2022.

Oslo Economics (2023): 'Sammenhengende verdikjeder for hydrogen', En utredning på oppdrag for Olje- og energidepartementet, mai 2023. Oslo Economics rapport 2023-35.

Reichenberg, L., T. Ekholm, and T. Boomsma (2023): 'Revenue and risk of variable renewable electricity investment: The cannibalization effect under high market penetration', *Energy* 284 (2023): 128419.

Solbrekke, I. M., N. G. Kvamstø, and A. Sorteberg (2020): 'Mitigation of offshore wind power intermittency by interconnection of production sites', *Wind Energ. Sci.*, 5, 1663–1678.

Solbrekke, I. M. (2022): 'Assessing the Norwegian Offshore Wind Resources: Climatology, Power Variability and Wind Farm Siting', Thesis for the degree of Philosophiae Doctor (PhD) University of Bergen, Norway.

Statnett (2023): 'Forbruksutvikling i Norge 2022-50 – delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-50', januar 2023.

Strømholm, L. S., & Rolfsen, R. A. S. (2021): 'Flexible hydrogen production: a comprehensive study on optimizing cost-efficient combinations of production and storage capacity to exploit electricity price fluctuations', Masteroppgave, Norges Handelshøyskole..

Sørgard, L. (2023): 'Mer kraft – for enhver pris?', *Samfunnsøkonomen*, 37(3), side 5-15.

Thema Consulting og Multiconsult (2022): 'Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050?', Thema Rapport 2022-20.

Tizgui, I., F. M. Guezar, H. Bouzahir og A. N. Vargas (2018): 'Estimation and analysis of wind electricity production cost in Morocco', *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(3), 58-66.

Vezzoni, R (2023): 'Green growth for whom, how and why? The RePower plan and the inconsistencies of European Union energy policy', *Energy Research & Social Science*, 101.