

Ekspertutvalget for prisfastsettelsen på strøm

Vår dato 30. juni 2023

Deres dato:

Vår referanse

Deres referanse

Innspill til ekspertutvalget som skal vurdere prisfastsettelsen på strøm

Høye strømpriser har ført til debatt om dagens kraftmarkedsløsninger, og Olje- og energidepartementet har satt ned et ekspertutvalg som skal utrede og drøfte ulike modeller som kan bidra til mer stabile, forutsigbare og konkurransedyktige priser til husholdninger, industri og næringsliv, og samtidig sikrer investeringer i fornybar energi, innenfor rammen av EØS-avtalen. Modellene som vurderes skal kunne sikre den norske forsyningssikkerheten på kort og lang sikt, og gi nødvendige insentiver til produksjon, magasin disponering, kraftutveksling og forbruksadferd som er i tråd med dette. Utvalget skal utrede spørsmål som har stor politisk aktualitet og som mange engasjerer seg i, og skal blant annet vurdere konkrete forslag som det er tatt til orde for i det offentlige ordskiftet og virkningene av disse.

Ekspertutvalgets mandat favner bredt og omhandler både engrosmarkedet, sluttbrukermarkedet og markedsaktørenes muligheter for prissikring. Høye kraftpriser over tid utfordrer legitimiteten og tilliten til vårt markedsbaserte kraftsystem. Fornybar Norge er derfor positiv til å få etablert og forankret et felles kunnskapsgrunnlag. Dette vil være et viktig utgangspunkt for diskusjon og debatt om hvordan vi best mulig kan videreutvikle vårt markedsbaserte system på en god måte fremover.

Fornybar Norge ønsker med dette innspillet å legge frem bransjens perspektiver og kunnskap, og å bidra til at informasjon om sammenhengene i kraftmarkedet gjøres tilgjengelig og forståelig for så mange som mulig. Med dette innspillet ønsker vi derfor å legge frem vår håndbok i debatten som førte til at utvalget ble satt ned, og som vi håper at alle med interesse for tematikken vil benytte seg av. Vi sender det likevel som et innspill til ekspertutvalget, og vi viser særlig til kapittel 10 for betraktninger rundt de seks konkrete forslagene som utvalget er blitt bedt om å vurdere.

Om Fornybar Norge

Fornybar Norge representerer fornybarnæringen i Norge. Vi arbeider for at Norge hurtigst mulig skal bli et nullutslippssamfunn med vekst og verdiskaping basert på fornybar energi, elektrifisering og annen utslippsfri energibruk. Vi har medlemmer fra hele næringen, inkludert fornybar energiproduksjon på land og til havs, nettselskaper, finansinstitusjoner, entreprenører, strømsalg, leverandører og rådgivere.

Postboks 7184, Majorstuen, 0307 Oslo

Besøksadresse

Middelthunsgate 27, 0307 Oslo

Telefon: +47 23 08 89 00

E-post: post@fornybar Norge.no

fornybar Norge.no

Fornybar Norges overordnede budskap

De høye strømprisene har reflektert en helt ekstraordinær situasjon i europeiske energimarkeder. Ingen kunne forutse dette, og i en ekstraordinær situasjon har det vært riktig og nødvendig med omfordeling gjennom strømstøtteordningen. Samtidig står Fornybar Norge fast ved at problemet ikke er prisdannelsen i markedet. Dagens markedsmodell bidrar til at vi bruker ressursene våre effektivt ved at de rimeligste produksjonsressursene aktiveres først, samtidig som forsyningssikkerheten ivaretas. Markedsprisene har signalisert den underliggende ressursituasjonen, og at det har vært en enorm ubalanse mellom tilbud og etterspørsel etter kraft og energi.

På bakgrunn av kraftprisene og forventet prisnivå fremover kan aktørene vurdere lønnsomheten i nye investeringer, hva det bør investeres i samt hvor det er lønnsomt å etablere ny produksjon eller nytt forbruk. Forutsigbarhet om grunnleggende rammevilkår, som kraftmarkedet og hvordan prisdannelsen er organisert, er viktig for å realisere investeringer i fornybar energi fremover. Usikkerhet om disse fundamentene bidrar til økt risiko for investeringer og vil isolert sett redusere investeringene i fornybar energi.

Vår tette tilknytning til Europa innebærer at norske priser påvirkes av prisene på kontinentet. Dette er ikke et nytt fenomen som har oppstått som følge av idriftsettelsen av de to nye utenlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia. Energikommisjonen viser i sin rapport NOU 2023:3 *Mer av alt raskere* hvordan norske priser har samvariert med prisene i Tyskland og Storbritannia lenge før forbindelsene ble idriftsatt. Tilknytningen til Europa innebærer at vi har blitt påvirket av energimangel og svært høye priser i våre naboland. Det ville vi ha blitt uavhengig av idriftsettelsen av de to siste utenlandsforbindelsene. Analysene som vi er kjent med underbygger dette.

Tilknytning til Europa innebærer at norske priser også fremover vil være påvirket av prisene i landene rundt oss. NVEs analyser viser imidlertid at kraftbalansen har stor betydning for hvor mye utenlandske kraftpriser smitter over på norske priser, og at et stort kraftoverskudd i Norge vil bidra til at det norske kraftprisnivået holder seg lavere enn nivået på de europeiske kraftprisene. Hvilke veivalg som gjøres for den nasjonale kraftbalansen i årene som kommer, vil derfor kunne ha stor betydning for om fremtidige norske kraftpriser vil ligge lavere enn de europeiske prisene.¹ Fornybar Norge advarer mot direkte inngrep i kraftmarkedet, og mener at det er strategiske valg for den nasjonale kraftbalansen som er vårt viktigste verktøy for å bidra til at norske kraftpriser holder seg lavere enn nivået på de europeiske kraftprisene.

Samtidig ønsker vi med vårt innspill å rette oppmerksomhet mot prissikringsmuligheter og omfordeling. Energikrisen har minnet oss om viktigheten av gode prissikringsmuligheter for forbrukere, produsenter og strømleverandører. Gode prissikringsmuligheter innebærer mer forutsigbare priser for de som ønsker det og at aktørene kan beskytte seg mot kortsiktige svingninger i engrosmarkedet. Behovet for slike muligheter forventes å øke fremover, med mer uregulerbar kraftproduksjon i systemet og mer svingende priser enn i dag. En del av løsningen består derfor i å utbedre aktørenes prissikringsmuligheter, slik at forbrukere og

¹ NVEs analyse "*Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris*", lenke: https://www.nve.no/media/14441/notat_kraftbalanser.pdf

produsenter som ønsker det kan skjermes fra volatiliteten i de kortsiktige markedene. For å få til dette er vi helt avhengig av et velfungerende finansielt marked og sluttbrukermarked.

Kraftmarkedet genererer betydelige verdier, og mesteparten av disse tilbakeføres til det offentlige gjennom skatter og eierskap. Dette gir myndighetene mulighet til å omfordele til ulike grupper av forbrukere, formål og velferdstiltak. Inntektene kan også brukes for å kompensere for uønskede effekter som markedet gir.

Vi takker for muligheten til å gi innspill, og ønsker ekspertutvalget lykke til i det videre arbeidet.

Vennlig hilsen
Fornybar Norge

Bård Standal
Viseadministrerende direktør

Kristin Rasdal
Næringspolitisk rådgiver

1. Et markedsbasert kraftsystem sørger for at kostnadene ikke blir større enn nødvendig og gir viktige prissignaler

Da kraftmarkedet ble innført tidlig på 1990-tallet hadde vi bak oss en periode med store overinvesteringer og kontroversielle utbygginger i kraftsystemet. Regionale integrerte monopoler, med ansvar for nett og kraftproduksjon, skulle være selvforsynte og prisen ble bestemt for ett år av gangen ut fra hva man måtte gjøre for å oppfylle oppdekningsplikten. Systemet ga ikke monopolene insentiver til å holde kostnadene nede, og samlet sett var det et lite effektivt system som innebar store kostnader i form av investeringer og naturinngrep. Det ble produsert mer kraft i landet enn det som ble etterspurt, og det var flere indikasjoner på at utnyttelsen av vannressursene kunne forbedres, jf. også beskrivelsen som er gitt i Energikommisjonens rapport NOU 2023:3 – *Mer av alt raskere*.

Med innføringen av energiloven ble strømmettet underlagt streng monopolkontroll. Produksjon og omsetning av strøm ble konkurranseutsatt for å skape mer fleksibilitet og effektivitet i kraftsektoren. Alt annet likt bidrar konkurranse til lavere priser og mer effektiv ressursutnyttelse, i tillegg til at det bidrar til innovasjon og nye løsninger. En slik markedsbasert tilnærming var noe fundamentalt nytt i kraftsystemet

Større industri kunne kjøpe kraft i "tilfeldig kraft"-markedet. Med unntak av dette var imidlertid prisen til sluttbrukere uavhengig av den underliggende ressursituasjonen i kraftforsyningen før energiloven ble innført. I kraftsystemet må det være balanse mellom tilbud og etterspørsel av kraft til enhver tid, noe som innebærer at kraftens verdi varierer gjennom døgnet og mellom sesonger og år, avhengig av tilgangen til og etterspørselen etter kraft. Det norske kraftsystemet er i all hovedsak basert på vannkraft, noe som innebærer at vi ikke selv rår over tilgangen til den viktigste innsatsfaktoren i norsk kraftproduksjon: vannet. Vi vet ikke hvor mye regn og snø som kommer gjennom året, og heller ikke når snøsmeltingen setter inn på vårparten. Det er også store variasjoner i tilsiget fra år til år. Før kraftmarkedet ble innført fikk imidlertid ikke forbrukerne noe signal om at de burde begrense strømbruken i tørre år, og i våte år gikk vann til spille fordi kraften ikke ble etterspurt. Det var heller ikke noe system for å drifte eller bygge ut rimeligste kraftverkene, før de dyrere ressursene ble tatt i bruk.

I samfunnsøkonomisk teori er ikke markedet et mål i seg selv, men et virkemiddel for å bidra til at vi utnytter ressursene våre effektivt og at de samlede kostnadene ikke blir større enn nødvendig. I et markedsbasert kraftsystem vil prisene reflektere all tilgjengelig informasjon om den underliggende ressursbalansen, forventninger om fremtiden og andre forhold som påvirker tilbudet og etterspørselen etter kraft. I perioder hvor behovet er størst, vil kraftprisene og kraftprodusentenes mulighet for inntjening være størst. Systemet innebærer dermed at kraftprodusentenes og samfunnets interesser på sett og vis sammenfaller. Både produksjon og forbruk responderer på priser, og i en rapport fra 2012 konkluderer SSB med at «*I alle de analysene vi har gjort, ser vi at det finnes prisrespons for etterspørselen, både - sikt i spotmarkedet og på litt lengre sikt i sluttbrukermarkedet*». Markedsprisene er dermed viktig også av hensyn til forsyningssikkerhet, og forsyningssikkerheten i vårt markedsbaserte system har vært god. Ifølge NVE var leveringspåliteligheten for strøm i 2022 på 99,989 %.

Dereguleringen har bidratt til bedre samsvar mellom priser og kostnader i markedet, og har dermed gitt riktigere investeringssignaler. På bakgrunn av kraftprisene og forventet prisnivå fremover kan aktørene vurdere lønnsomheten i nye investeringer, hva det bør investeres i samt hvor det er lønnsomt å etablere ny produksjon eller nytt forbruk. Forutsigbarhet om grunnleggende rammevilkår, som kraftmarkedet og hvordan prisdannelsen er organisert, er viktig for å realisere investeringer i fornybar energi fremover. Usikkerhet om disse fundamentene bidrar til økt risiko for investeringer og vil alt annet likt redusere investeringene i fornybar energi.

Som beskrevet i punkt 2, sørger vårt markedsbaserte system for at det er de rimeligste produksjonsressursene som tas i bruk til enhver tid. Prisene gjør også at vi kan vurdere lønnsomheten i tilpasninger på produksjons- og forbrukssiden, og i alternative energi- og klimaløsninger. For vannkraftprodusenter er riktige markedspriser avgjørende for at vannet skal disponeres på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Det er brukerne av kraftsystemet som betaler kostnadene ved systemet. Et kraftsystem med best mulig ressursutnyttelse og lavest mulig kostnader samlet sett, kommer derfor til syvende og sist brukerne og samfunnet som helhet til gode.

Videre er dette et gjennomregulert marked som er underlagt strenge rammebetingelser. Som også Energikommisjonen beskriver i sin rapport: *"Dereguleringen innebar ikke at vi fikk en kraftsektor med mindre reguleringer, tvert imot krevde den nye markedsorganiseringen at det ble innført en rekke nye forskrifter. Markedet, og investeringer- og drift av anlegg, er mer gjennomregulert enn tilfellet var før 1990."* Både RME og Konkurransetilsynet overvåker kraftmarkedet. Konkurransetilsynet håndhever konkurranseloven og har ført tilsyn med oppkjøp og fusjoner mellom kraftleverandører og produsenter. Forbrukertilsynet fører tilsyn i henhold til markedsføringsloven, prisopplysningsforskriften og angrerettloven.

2. "Merit order" og marginalprising er et resultat av konkurranse

Kraftmarkedet er det viktigste virkemiddelet vi har for å sørge for balanse mellom produksjon og forbruk av kraft, og kraftbørsen er sentral for prisdannelsen i markedet. I "day-ahead"-markedet (eller spotmarkedet) legger aktørene inn sine kjøps- og salgsbud time for time neste dag. På ethvert tidspunkt finnes det ulike produsenter som kan tilby kraft. Kraftprodusenter som baserer seg på energi fra sol, vind og vann uten magasiner må produsere når energien er tilgjengelig og har ikke direkte kostnader forbundet med energiressursene. Slike produsenter vil derfor være villig til å produsere til svært lave priser. For vannkraftprodusenter med magasinkapasitet stiller situasjonen seg annerledes, ettersom de kan spare vannet dersom produksjonen vil ha en større verdi i fremtiden. Selv om vannet i seg selv er gratis, vil verdien av vannet (vannverdien) dermed variere med fremtidsutsiktene og hvor mye vann det er i magasinene. For kraftproduksjon basert på fossile brensler som kull og gass, vil kostnaden ved innsatsfaktorene og CO₂ påvirke produsentenes driftskostnader og dermed hva produsentene byr inn i markedet.

Man kan se for seg en tilbudskurve hvor kraftprodusentene er rangert i stigende rekkefølge ut fra deres kostnader, og denne tilbudskurven omtales som "merit order". Markedsløsningen sørger for at det er produsentene som er villige til å produsere til lavest priser, som blir valgt ut til å produsere først. På denne måten dekkes forbruket til enhver tid ved at de rimeligste ressursene tas i bruk. Markedsprisen blir satt lik budet fra den siste enheten som kreves for å dekke all etterspørsel. Dette er prisen som alle produsenter mottar og som alle forbrukere må betale, og denne prisen reflekterer hva det koster å øke tilgangen til kraft. Dersom det er budt inn mye kraft med lave kostnader, blir prisen lav. Hvis det er lite kraft til lave kostnader, må man ta i bruk dyrere ressurser, og prisen blir høyere.

Merit order og budgivning basert på marginalkostnader er et resultat av at produsentene konkurrerer om å bli valgt ut til å produsere og at alle får prisen som klarer markedet: dersom en produsent ønsker å sikre at den blir valgt, er det beste den kan gjøre å by inn sin kraft til en pris lik sine egne kostnader. Da er den garantert å bli valgt i alle tilfeller der det er lønnsomt for den å produsere. Denne modellen er ikke unik for kraftmarkedet, men gjør seg også gjeldende i andre råvaremarkeder og markeder med identiske produkter.

Høye kraftpriser har ført til debatt om prisdannelsen i kraftmarkedet, og flere mener at det er urimelig at det er det dyreste budet som må aktiveres for å dekke kraftforbruket som skal sette prisen for produsenter med betydelig lavere driftskostnader. Hvilke teknologier som må tas i bruk for å dekke det samlede forbruket vil variere gjennom døgnet og med vær og sesong. Dagens markedsmodell innebærer derfor at vi kan få store svingninger i kraftprisen på bakgrunn av fundamentale markedsforhold. I 2020 ga denne modellen historisk lave priser, som følge av mer nedbør og tilsig enn normalt, historisk fulle vannmagasiner og relativt lavt kraftforbruk. 2022 var derimot en "perfekt storm" i europeiske kraftmarkeder:

- Det meste av russiske gassleveranser til Europa ble kuttet. Til sammenlikning stod Russland i 2021 for 40 % av gassleveransene til EU-landene.
- Det var tørke i Europa, og det hydrologiske væråret 2021/2022 var det tørreste i Sør-Norge på 21 år ifølge Meteorologisk institutt.
- Omfattende vedlikeholds- og reparasjonsprogram for fransk kjernekraft førte til at Frankrike, en av Europas største krafteksportører, gikk fra å eksportere 43 TWh i 2021 til å importere 16,2 TWh i 2022 – en endring på 59,2 TWh.

Som resultat av disse fundamentale ubalansene i systemet, gav markedsmodellen i 2022 rekordhøye priser. Flere tok da til orde for systemfeil og mente at markedet ikke lenger var egnet til sitt formål. I en situasjon med ekstrem knapphet, er det imidlertid ventet at markedet vil gi høye priser for å signalisere nettopp dette. Forbrukerne responderte på de høye prisene: ifølge NVE gikk det norske strømforbruket ned med 5,5 TWh fra 2021 til 2022. Til tross for sjokket på tilbudssiden, klarerte markedet hver dag og vi unngikk rasjonering. Til tross for at de høye prisene sånn sett var nødvendig for å holde systemet i balanse og bidra til nødvendige forbruksreduksjoner, ga de store fordelingsvirkninger. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 9.

Et alternativ til dagens markedsmodell kunne være at alle aktørene som får tilslag i auksjonen får betalt det de byr inn. Både teori og praksis tilsier imidlertid at produsentene med relativt lave kostnader, vil by over sin marginalkostnad (inkludert kapital- og faste kostnader), og at prisene i slike auksjoner dermed vil tendere mot samme nivå som dagens markedsmodell gir.

Gjennomsnittsprising vil innebære at produsentene med de høyeste driftskostnadene ikke får dekket inn sine kostnader. Samtidig vil forbruket bli høyere enn tilbudet på grunn av en kunstig lav pris, og dermed reises spørsmål ved hvordan kraften skal fordeles. Et slikt system vil også gi mindre insentiver til investeringer i ny kapasitet.

3. Kraftmarkedet løser en enorm planleggingsoppgave

I tillegg til at kraftmarkedet bidrar med prissignaler og sørger for at de samlede kostnadene ikke blir større enn nødvendig, løser kraftmarkedet vårt også en enorm planleggingsoppgave. Dette er et aspekt som gjerne forsvinner i debatten om kraftmarkedet og kraftutveksling.

"Elektrisitet er ikke en vanlig vare. Det er en ferskvare der leveransene må skje momentant, det er et selvbetjeningsmarked der bruken varierer både over døgnet og året, og den krever en egen infrastruktur", skriver Energikommisjonen i sin rapport. Strøm er en ekstrem ferskvare, ettersom den må produseres i det samme sekundet som den blir brukt. Hvert sekund, time for time, døgn for døgn og gjennom året skal balansen mellom produksjon og forbruk opprettholdes. Alle som bruker eller produserer strøm påvirker denne balansen – alt fra kaffekoppen som traktes og mobiltelefonen som lades, til våre største vannkraftverk. Strøm er også et veldig spesielt produkt ettersom man kan forsyne seg uten å spørre noen om det er mer igjen på lager. At strøm er en ferskvare som må brukes momentant gjør bruk av lager mindre aktuelt enn i andre markeder. Forbrukerne kan heller ikke stille seg i kø slik som i andre markeder.

Strømnettet binder sammen produksjon og forbruk, slik at kraften kan brukes der det er behov for den. Samtidig har overføringslinjene og transformatorstasjonene i strømnettet ulik tåleevne med hensyn til hvor mye strøm som kan overføres til enhver tid. Dersom ikke disse begrensningene hensyntas i driften kan vi i ytterste konsekvens få ubalanse som fører til et sammenbrudd i hele eller deler av strømnettet, og komponenter i strømnettet kan bli ødelagt.

Behovet for kontinuerlig balanse innebærer at vi til enhver tid må ha informasjon om utviklingen i forbruket og den tilgjengelige produksjons- og overføringskapasiteten. I kraftsystemet vårt har vi over 1850 kraftverk, og om lag 3,2 millioner forbrukspunkt.² Kraftmarkedet bidrar ikke bare til å avgjøre strømprisen, men er også det viktigste virkemiddelet for å sørge for at det er balanse mellom produksjon og forbruk time for time, samtidig som overføringsbegrensningene i strømnettet hensyntas. På denne måten bidrar kraftmarkedet til å koordinere et nesten ubegripelig antall beslutninger for å få systemet i balanse: hvilket kraftverk skal produsere når og hvor mye? Hvilke kraftverk skal justere opp produksjonen når forbruket går opp? Hvilke vannkraftverk skal holde igjen vann når det er mye vind- og småkraft tilgjengelig, eller på nattetid når etterspørselen er lav? Uten kraftmarkedet måtte vi hatt et annet system for å planlegge driften av dette sammensatte systemet og for å koordinere disse beslutningene.

² Kilde: Elhub

4. Vår tilknytning til Europa

Norge er koblet til det europeiske kraftmarkedet gjennom overføringsforbindelser, og flere stiller spørsmål ved om vi er tjent med denne tilknytningen.

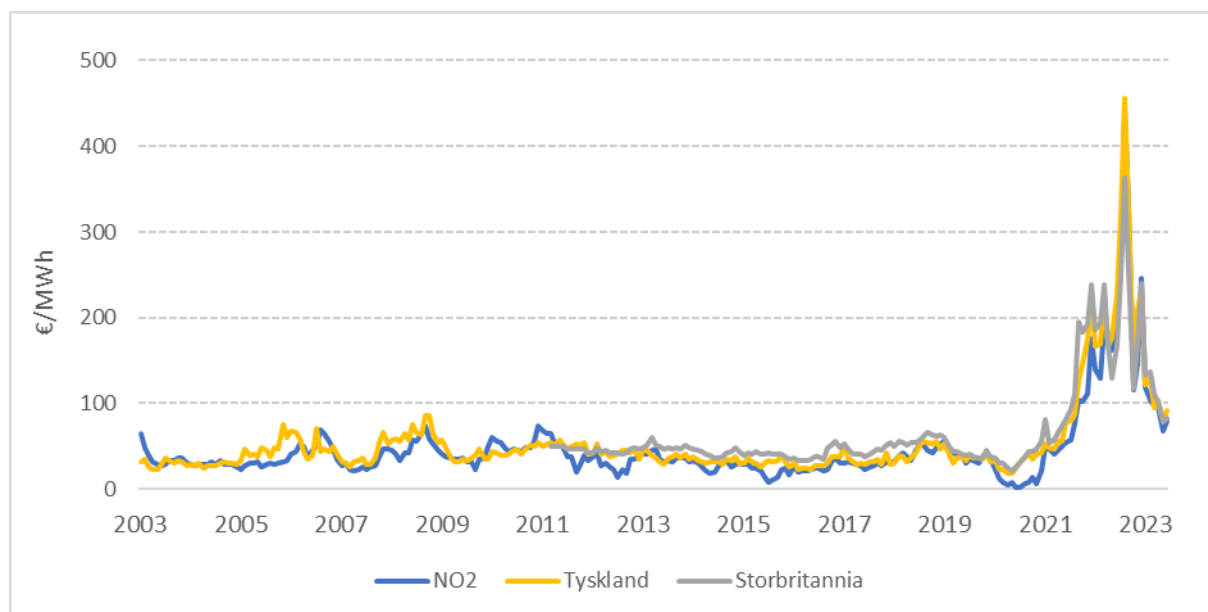
En viktig begrunnelse for å bygge overføringsforbindelser til våre naboland har vært hensynet til norsk forsyningssikkerhet, og denne begrunnelsen står seg fortsatt. Med et kraftsystem basert på vannkraft er vi sårbare for variasjoner i nedbør og tilsig, og i perioden 1958-2016 var tilsiget av vann 76 TWh høyere i det våteste året enn i det tørreste året. Med klimaendringene er det ventet enda større variasjon i tilsiget, og en prognose fra Thema viser at variasjonen kan være opptil 100 TWh mellom tørrår og våtår. Også fremover vil overføringsforbindelsene til utlandet derfor være viktig for norsk forsyningssikkerhet.

Overføringsforbindelsene gjør det mulig å utveksle kraft og dra nytte av ulikhetene mellom det norske kraftsystemet og kraftsystemene i landene rundt oss. I tørrår kan vi importere kraft, mens vi i våtår kan eksportere kraft. Vi kan også dra nytte av ulike produksjonsprofiler gjennom døgnet. I Norge har vi tradisjonelt hatt mindre prisvariasjon gjennom døgnet på grunn av at vannkraften enkelt kan justeres opp og ned. Termisk kraftproduksjon produserer derimot et stabilt kvantum, og tradisjonelt har derfor prisene i landene rundt oss vært lave på natten og høye på dagen. Tradisjonelt har det derfor vært eksport fra Norge på dagtid når omverdenen hadde behov for mer kraft, og importert på nattetid når omverdenen produserte mer enn etterspørselen.

Den europeiske markedsmodellen innebærer at priser og elektrisitetsflyt mellom områder beregnes samtidig. De europeiske børsene mottar hver dag bud fra produsenter og forbrukere for påfølgende dag som beskrevet ovenfor. Børsene er koblet sammen gjennom en markedsalgoritme. På bakgrunn av alle innkomne bud balanserer algoritmen hvert budområde ved å velge ut de rimeligste produksjonsressursene som kan dekke forbruket, hensyntatt muligheten for utveksling (import og eksport) mellom budområder og land. Dersom det er tilgjengelig overføringskapasitet og det er rimeligere produksjonsressurser i et annet land, vil markedsalgoritmen sørge for at disse velges ut til å produsere og at Norge får import. I motsatt tilfelle, vil markedsalgoritmen sørge for eksport fra Norge. Markedet sikrer at tilgjengelige ressurser til enhver tid utnyttes der verdien er størst – i alle år.

At vi er knyttet til andre land innebærer at verdien av vår vannkraft påvirkes av prisutviklingen og markedsforhold i landene som vi er knyttet til. Vannverdien er alternativverdien av å spare på vannet til senere. Den norske kraftbalansen, det vil si forskjellen mellom hvor mye vi produserer og forbruker av kraft et år, er viktig for norske vannverdier og avgjør hva som er netto eksport fra Norge. Tørrår gir alt annet likt høyere vannverdier fordi vi må ha flere timer med høyere priser for å få tilstrekkelig import. I våte år blir vannverdiene tilsvarende lave. Samtidig påvirkes også vannverdiene av prisene i landene vi er knyttet til. Høye priser på kull, gass og CO₂ gir høyere priser i våre naboland, og dette gir høyere norske vannverdier for å sikre at kraftbalansen opprettholdes. Tilsvarende vil lave priser i våre naboland presse norske priser ned. I hvor stor grad vi påvirkes av utviklingen i våre naboland har også sammenheng med størrelsen på utvekslingskapasiteten.

Økningen i kapasitet på mellomlandsforbindelser har ført til at utenlandske priser i større grad enn før påvirker norske priser. Idriftsettelsen av to nye utenlandsforbindelser, en til Tyskland og en til Storbritannia, sammenfalt imidlertid med ekstraordinære omstendigheter i kraftmarkedet. Norske kraftpris har i flere år samvariert med kontinentale priser, og også uten de siste forbindelsene ville norske priser ha vært sterkt påvirket av energimangel og høye priser i våre naboland. I Energikommisjonens rapport vises det tydelig hvordan prisene i Sør-Norge har samvariert med prisene i Tyskland og Storbritannia lenge før idriftsettelsen av de to siste forbindelsene.



Figur 1: Prisutviklingen i Norge (NO2), Tyskland og Storbritannia. Kilde: Nord Pool.

Som påpekt av Energikommisjonen er det vanskelig å anslå effekten av de to siste mellomlandsforbindelsene ettersom de er relativt nye og ettersom det ble åpnet i en helt ekstraordinær situasjon. Kommisjonen beskriver videre at en lærdom fra energikrisen at den tette integreringen med det europeiske kraftmarkedet gjør oss sårbare for situasjoner med energimangel og høye priser i våre naboland.

NVEs analyser viser samtidig at kraftbalansen har stor betydning for hvor mye utenlandske kraftpriser smitter over på norske priser, og at en sterk underliggende kraftbalanse i Norge vil bidra til at det norske kraftprisnivået holder seg lavere enn nivået på de europeiske kraftprisene. Hvilke veivalg som gjøres for den nasjonale kraftbalansen i årene som kommer, vil derfor kunne ha stor betydning for om fremtidige norske kraftpriser vil ligge lavere enn de europeiske prisene.³ Det er derfor strategiske valg for kraftbalansen som bør være politikernes viktigste verktøy.

³ NVEs analyse "Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris", lenke: https://www.nve.no/media/14441/notat_kraftbalanser.pdf

5. Sammenhengen mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet

Alle som kjøper kraft til eget forbruk, er sluttbrukere. Mens større forbrukskunder gjerne handler direkte i engrosmarkedet eller inngår langsiktige avtaler med en kraftprodusent, kjøper små sluttbrukere som husholdninger og næringskunder kraft fra en strømleverandør som handler kraft på deres vegne. Markedet som strømleverandørene betjener omtales som sluttbrukermarkedet. Strøm er et nødvendighetsgode, noe som innebærer at så godt som alle husholdninger og de fleste bedrifter i utgangspunktet deltar i sluttbrukermarkedet for strøm. For å illustrere størrelsesorden i sluttbrukermarkedet er det ifølge Elhub om lag 2,5 millioner uttakspunkt for husholdninger, 360 000 uttakspunkt for hytter og fritidsboliger og 390 000 uttakspunkt for næringskunder. Med unntak av et fåtall, deltar disse næringskundene i sluttbrukermarkedet.

Kundene har ikke mulighet til å velge hvem som skal levere den fysiske strømmen til dem. Dette er en regulert monopolvirksomhet som er forbeholdt nettselskapene, og sluttbrukerne betaler nettleie til sitt lokale nettselskap for distribusjon av kraft. Det kundene kan velge, er hvilken strømleverandør som skal kjøpe strøm på deres vegne i engrosmarkedet, fakturere dem for det og levere eventuelle tilleggstjenester. Strømmen følger fysikkens lover og blir ikke påvirket av kraftkontrakter som er inngått mellom selgere og kjøpere. Når noen bytter kraftleverandør, er derfor de fysiske realitetene helt uendret. I Norge kan alle sluttbrukere fritt velge hvilken strømleverandør de ønsker å benytte. Utgangspunktet er at aktive og velinformerte strømkunder skal kunne velge de mest konkurransedyktige strømvitalene.

Det norske sluttbrukermarkedet for elektrisitet anses som et velfungerende marked med god konkurranse. Det er mange leverandører (mer enn 120), et stort utvalg avtaler og moderat bytteaktivitet. EU-kommisjonen publiserte i 2021 en større sammenstilling av regulatoriske barrierer i de ulike europeiske sluttbrukermarkedene, hvor Norge kommer svært godt ut sammenliknet med andre europeiske land.⁴

Selv om det er tilrettelagt for fritt leverandørvalg, kan det likevel være komplisert for kundene i sluttbrukermarkedet å forholde seg til produktet strøm. Tradisjonelt har det vært lite interesse for og kunnskap om strøm, og det kan være vanskelig for kunden å orientere seg blant mange aktører og avtaletyper. En grundig beskrivelse av ulike utfordringer som har kjennetegnet det norske sluttbrukermarkedet er gitt i Oslo Economics sin rapport "Tiltak for et mer effektivt sluttbrukermarked".⁵ På bakgrunn av rapporten vedtok myndighetene en betydelig innstramming i relevante forskrifter gjeldende fra 1. november 2022.

Strømleverandørene har en sentral rolle som balanseansvarlige i kraftsystemet

En av strømleverandørenes viktigste oppgaver er å melde inn på børsen forventet forbruk time for time påfølgende dag for sine kunder. Strømleverandørene melder inn forbruk på bakgrunn av faktorer som vær,

⁴ EU-kommisjonen, "European barriers in retail energy markets", lenke: https://commission.europa.eu/news/commission-publishes-report-barriers-eu-retail-energy-markets-2021-02-23_en

⁵ Lenke: https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2021/rme_eksternrapport2021_05.pdf

sesong og hvilken forbrusprofil de ulike kundene har gjennom døgnet. Sammen med større forbrukere som handler på egne vegne i engrosmarkedet, er det strømleverandørenes bud som utgjør etterspørselskurven i engrosmarkedet. Som beskrevet i punkt 3 er kraftmarkedet det viktigste verktøyet vi har for å sikre at produksjon og forbruk kommer i balanse.

Det vil likevel oppstå avvik mellom planlagt og faktisk produksjon og forbruk. I regulerkraftmarkedet regulerer Statnett forbruk eller produksjon opp eller ned for å håndtere differansen mellom planlagt og faktisk produksjon og forbruk, for å sikre at systemet til enhver tid er i balanse.

For å kunne handle i engrosmarkedet, må man ha rolle som balanseansvarlig. Balanseansvarlig kan være en produsent, sluttbruker eller strømleverandør som forvalter balanseansvaret på egne vegne og/eller på vegne av andre. De balanseansvarlige har det økonomiske ansvaret for å bevare balansen mellom forbruk og produksjon når det brukes mer eller mindre enn det de inngåtte kontraktene dekker. I etterkant av driftstimen gis en sentral sammenstilling av planlagt og virkelig forbruk og produksjon, og de balanseansvarlige får et oppgjør i ettertid som reflekterer størrelsen på deres ubalanser.

Strømleverandørenes rolle som balanseansvarlige er viktig å ha i mente når alternative innretninger til dagens markedsbaserte system diskuteres. Det er vanskelig å se for seg at denne oppgaven kan løses på en effektiv måte i fravær av konkurranse.

Spotpriskontrakter er mest utbredt blant husholdninger, mens prissikring lenge har vært utbredt blant næringskundene

Konkurranse mellom strømleverandørene bidrar til at strømleverandørene må konkurrere om å tilby de mest konkurransedyktige og attraktive betingelsene, og det er et variert tilbud i det norske sluttbrukermarkedet. Samtidig er det viktig å presisere at prisene i engrosmarkedet og prisutsiktene fremover er avgjørende for hvilke avtaler strømleverandørene kan tilby. Strømleverandørene har ikke egen produksjon og må handle inn kraften på markedsbaserte vilkår. De fundamentale forholdene som er avgjørende for prisdannelsen for strøm er utenfor strømleverandørenes kontroll. Strømleverandørene kan imidlertid konkurrere på påslag, kundeservice, prissikring, tilleggsprodukter, variasjon i avtaletilbudet, opprinnelsesgarantier m.m. Mange strømleverandører tilbyr også andre tjenester tilknyttet strøm, som for eksempel ladetjenester for elbiler, styring og kontroll av eget strømforbruk, apper der sluttbrukerne kan følge egen strømbruk og priser og tjenester knyttet til egen solkraftproduksjon.

En høy andel norske husholdninger har en spotprisavtale, og slike avtaler har også vært anbefalt fra offentlige myndigheter. I disse avtalene er prisen direkte knyttet til strømleverandørenes innkjøpspris i engrosmarkedet og et prispåslag (enten per kWh og/eller fast beløp). Den store andelen spotprisavtaler blant norske husholdninger er unik i nordisk og europeisk sammenheng, og innebærer at svingningene i engrosmarkedet slår direkte ut på strømregningen til husholdninger. De høye kraftprisene som følge av energimangel i Europa har dermed gjort det krevende for mange husholdninger, særlig før strømstøtten ble innført. På tilsvarende vis vil lave priser også slå umiddelbart inn i prisene til husholdninger. Også en del næringskunder har rene spotprisavtaler.

Fastprisavtaler som tilbys husholdninger er av ulik varighet og innebærer som regel at strømprisen er bestemt for en lengre periode, bindingstid og et bruddgebyr dersom avtalen sies opp før bindingstiden utløper. Slike avtaler innebærer forutsigbarhet, trygghet og forsikring mot volatiliteten i engrosmarkedet. Å velge en fastprisavtale kan sammenliknes med å binde renten på huslånet eller inngå forsikring mot et uønsket utfall. Fastprisavtalene som tilbys husholdninger er som regel volumuavhengige, noe som innebærer at kunden kan bruke ubegrensede mengder strøm til avtalt pris. Kundene har ikke da noe insentiv til å redusere forbruket når prisene er høye, og strømleverandørene har i slike avtaler en betydelig volum- og profilrisiko. Denne volumrisikoen er det krevende og kostbart å håndtere, og dette prises inn i avtalene.

Også for fastprisavtaler er det viktig å presisere at det er prisutsiktene fremover som er avgjørende for hvilke avtaler strømleverandørene kan tilby. Hvorvidt forbrukere tjener eller taper på slike avtaler sammenliknet med spotavtaler vil avhenge av den faktiske prisutviklingen. Hverken strømleverandør eller forbruker vet hvordan prisutviklingen faktisk vil være for avtaleperioden når avtalen inngås. Samtidig har forutsigbarhet i seg selv en verdi for mange forbrukere.

Det er likevel verdt å understreke at det særlig for kunden er vanskelig å vurdere om det er en god fastprisavtale. For å ta stilling til dette må kunden i utgangspunktet kunne vurdere sannsynligheten for at ulike strømpriser inntreffer over den gitte perioden. I en situasjon med god konkurranse er det imidlertid å forvente at ulike leverandører underbyr hverandre ned mot deres forventede prisbane.

Fastprisavtaler er lite utbredt blant norske husholdninger (x prosent) og har i liten grad vært etterspurt. Lav etterspørselen medfører at strømleverandørene har problemer med å samle en tilstrekkelig stor kundegruppe for å kunne tilby effektive produkter.

Blant næringskundene har imidlertid prissikring vært utbredt lenge, og flere store strømleverandører opplyser at så mye som 50 – 70 % av deres næringskunder har en form for prissikring. Særlig for bedrifter hvor strøm utgjør en betydelig kostnad er prissikring utbredt. Strømleverandørene tilbyr i ikke volumuavhengige fastprisavtaler til næringskunder i sluttbrukermarkedet på grunn av volum- og profilrisikoen de da påtar seg. Blant næringskundene er derimot forvaltningsavtaler eller porteføljevaltning utbredt. I slike avtaler er som regel en andel av volumet prissikret mens resten er på spotpris. Avtalene blir forvaltet av strømselskapet, og er gjerne spesialtilpasset den enkelte kunden avhengig av tidshorisont og kundens preferanser med hensyn til forutsigbarhet, risikovilje, kostnadsoptimalisering, m.m. På sikt kan man kanskje se for seg slike avtaler også for husholdninger. Som en illustrasjon kan slike avtaler gjerne sammenliknes med fondsforvaltning, hvor en fondsforvalter investerer på vegne av kundene i aksjer, fond og produkter med ulik risikoprofil, avhengig av kundens ønsker om stabil avkastning, risikovilje og tidshorisont.

Situasjonen med høye strømpriser har vært svært krevende for næringskunder som ikke hadde prissikret seg, og dette skapte stor debatt om bedriftenes mulighet for prissikring og viktigheten av å legge til rette for et bedre tilbud av fastprisavtaler til disse. Det er imidlertid verdt å bemerke at strømleverandørene lenge har hatt et godt og variert tilbud av prissikringsprodukter som mange av næringskundene har benyttet seg av. Det er vanskelig å si noe bransjespesifikt om hvilke næringskunder som tradisjonelt ikke har prissikret seg, men basert på tilbakemeldinger fra flere strømleverandører er vår oppfatning at det først og fremst gjelder næringskunder hvor kostnaden til strøm ikke har vært en avgjørende faktor for selskapet.

Lærdom fra krisen og tiltak for et bedre og mer effektivt sluttbrukermarked

Energikrisen har økt bevisstheten, interessen og kunnskapen om strømpriser blant forbrukerne. På den ene siden er det nå et stort fokus på å legge til rette for mer bruk av prissikring for å skjerme husholdninger, næringsliv og industri fra volatiliteten i engrosmarkedet gjennom mer langsiktige avtaler. Dette er et viktig tema også i forbindelse med EUs markedsreform, og ekspertutvalget er også blitt bedt om å vurdere modeller som blant annet gir mer stabile og forutsigbare priser til husholdninger, industri og næringsliv. Når det gjelder fastpris til husholdninger har etterspørselen som nevnt vært lav, og vil sannsynligvis være lav så lenge strømstøtten består (ut 2024) siden den langt på vei gir kundene et pristak (90 % av pris som overstiger 70 øre/kWh refunderes).

Samtidig kan økt oppmerksomhet rundt strømpriser også skape momentum og være utløsende for utviklingen av forbrukerfleksibilitet. Forbrukere som responderer på prissignaler vil bli stadig viktigere med en større andel uregulerbar kraftproduksjon. Spotprisavtaler vil være viktig også fremover, og det er også et stort potensial for strømleverandører som ønsker å utvikle løsninger for smart og fleksibel strømbruk.

Vi tror løsningen fortsatt består i å legge til rette for et sammensatt tilbud av avtaler som møter de ulike kundenes behov og preferanse. God konkurranse i sluttbrukermarkedet vil innebære at strømleverandørene utvikler produktene som kundene etterspør. Samtidig er det avgjørende at vi fremover også adresserer utfordringene i sluttbrukermarkedet og legger til rette for at kundene kan ta informerte valg, sammenlikne avtalevilkår og orientere seg i markedet på en god måte.

Vår vurdering er at en styrket håndheving og sanksjonering av gjeldende regelverk vil bidra til dette. Det nye regelverket for prisopplysning og markedsføring vil også bidra til større transparens.

I tillegg har Fornybar Norge har lansert Trygg strømhandel, hvor strømleverandørene kan bli sertifisert av DNV. Ved sertifisering legges det vekt på gode dokumentert prosesser hos selskapene, med fokus på forbedring og færre kundeflager. Planen er å videreutvikle ordningen fremover for å sikre et enda mer kundevennlig sluttbrukermarked.

6. Det finansielle kraftmarkedet har en nøkkelrolle

Etter Fornybar Norges mening har ikke det finansielle fremtidsmarkedet for kraft fått en tilstrekkelig stor plass i utvalgets mandat. Det finansielle kraftmarkedet har en nøkkelrolle, og er helt sentralt for produsentene, forbrukerne, strømleverandørene og øvrige markedsaktører sine muligheter til å prissikre seg effektivt.

Fornybar Norge oppfordrer utvalget til å belyse sammenhengen mellom dette og øvrige markeder (det fysiske engrosmarkedet for kraft og sluttbrukermarkedet), og undersøke hvordan tiltak for å bedre likviditeten

i dette markedet kan bidra til et bedre tilbud av kontrakter som øker strømleverandørenes evne til å tilby mer forutsigbare priser til kunder som ønsker det.⁶

Det er viktig for markedsaktørene å kunne beskytte seg mot volatiliteten i engrosmarkedet

I et råvaremarked som kraftmarkedet er aktørene utsatt for høy risiko knyttet til priser som varierer fra time til time, gjennom døgnet, måneder, sesonger og år. Det er kostbart for markedsaktørene å bære denne risikoen, og de fleste markedsaktørene ønsker og har betalingsvilje for å beskytte seg mot volatiliteten i kraftmarkedet. I det finansielle kraftmarkedet omsettes finansielle kontrakter som brukes til risikostyring og prissikring i kraftmarkedet, uten at det skjer en fysisk leveranse av kraft. De finansielle kontraktene har ulik varighet, men omtales gjerne som langsiktige kontrakter ettersom de alle har varighet på mer enn ett døgn. Kontraktene kan handles opptil ti år frem i tid, fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år. I Norden foregår det meste av den finansielle handelen på børsen Nasdaq. Finansiell krafthandel kan imidlertid også skje bilateralt gjennom to parter.

Både produsenter, forbrukere, strømleverandører og andre markedsaktører bruker det finansielle kraftmarkedet til prissikring. Kraftforbrukere ønsker gjerne forutsigbare utgifter til kraft frem i tid. På tilsvarende måte kan produsentene ønske å forhåndsselge en del kraft og dermed sikre sine inntekter, slik at eierne får forutsigbare utbytter. Strømleverandørene bruker produktene på Nasdaq for å kunne tilby risikoavlastende produkter til kundene. Slike produkter inkluderer fastpris, prissikring med avtale volumer og pristak på spotprisavtaler. For å kunne tilby forutsigbare priser til strømkunder gjennom fastprisavtaler og forvaltningsprodukter, er strømleverandørene avhengig av å kunne prissikre hele eller deler av volumet slik at risikoen ved deres leveringsforpliktelser ikke blir for stor. Hvilken risiko de ulike aktørene og selskapene tar, vil være en strategisk avgjørelse som det er opp til selskapenes øverste ledelse å beslutte. Uten likviditet i dette markedet forsvinner imidlertid strømleverandørenes mulighet til å lage produkter som kundene etterspør.

Et velfungerende finansielt kraftmarked bidrar til at: i) aktører med motsatt eksponering mot kraftprisen kan inngå avtaler for å utligne hverandres risiko, ii) aktører med høyere evne til å bære risiko kan overta risiko fra aktører med lavere evne og iii) transaksjonskostnadene forbundet med å handle sikringsprodukter blir lave.

⁶ 20. juni 2023 kunngjorde den europeiske finansielle børsen EEX at selskapet har inngått en intensjonsavtale med Nasdaq om å overta selskapets finansielle krafthandel og clearingvirksomhet, forutsatt nødvendige regulatoriske tillatelser. EEX kunngjorde samtidig at selskapet ønsker å erstatte Electricity Price Area Differentials (EPADs) med et produkt kalt "zonal futures". En "zonal future" innebærer at aktørene sikrer seg mot områdeprisen direkte, og aktørene trenger derfor ikke å kjøpe både en systempriskontrakt og en EPAD.

27. juni 2023 annonserte Nord Pool at de ønsker å gi EEX konkurranse og at de vil jobbe tett med markedsaktørene og sentrale interessenter for å utvikle dagens og morgendagens marked.

Mye tyder derfor på at det nordiske finansielle markedet vil endres på den ene eller andre måten i tiden fremover. Faktorer som streng finansiell regulering, grunnrenteskatt og høyprisbidrag, samt skjevheter i tilbud og etterspørsel i de individuelle områdene, vil påvirke likviditeten i markedet negativt uavhengig av hvordan markedsplassen organiseres og hvem som eier den.

Transaksjonskostnadene reduseres jo høyere deltakelse på markedsplassen: jo flere motparter for handel, desto lavere differanse (*spread*) mellom prisen som kjøperne er villig til å betale (*bid*) og prisen selgerne er villig til å selge for (*ask*), eller jo lavere *bid-ask-spread*. Med redusert aktivitet er det motsatt effekt, og transaksjonskostnadene økes. Dette kan være en negativ spiral ved at aktørene må ta høyde for lav likviditet og økt risiko for å ikke komme ut av posisjoner.

En likvid handel med sikringsprodukter på en *organisert* markedsplass gir også viktig informasjon gjennom referanseprisene som dannes. Referanseprisene gir offentlig informasjon om markedets forventninger til fremtidige kraftpriser i ulike tidshorisoner, og en slik referanse er viktig for alle markedsaktører og ellers i samfunnet. Informasjonsverdien øker jo større børshandelen er, ettersom dette gir riktigere referansepriser.

Referanseprisen benyttes til ulike formål, og er markedets beste anslag på forventet prisutvikling i kraftmarkedet. Produsenter kan benytte referanseprisen ved beslutninger om investeringer og disponering av vannet, og forbrukerkunder ved beslutninger om investeringer og driftsmønster. Myndighetene kan legge referanseprisen til grunn ved behandling av konsesjonssøknader og gjennomføring av samfunnsøkonomiske analyser. Samlede kostnader reduseres ettersom en kjent referansepris reduserer behovet for å utføre egne eller kjøpe markedsanalyser. Referanseprisen er også viktig når forbrukere vurderer inngåelse av fastpriskontrakter, og for beslutningstakere og journalister som opplyser allmennheten.

Den nordiske systemprisen gir ikke lenger tilstrekkelig prissikring

På Nasdaq handles langsiktige kontrakter med den nordiske systemprisen som referanse. Tidligere, med mindre prisforskjeller mellom budområder, var kontrakter i den nordiske systemprisen tilstrekkelig for aktørenes sikringsformål. Med større prisforskjeller mellom de ulike budområdene gir imidlertid ikke systempriskontrakter alene en god prissikring lenger. Electricity Price Area Differentials (EPADs) er kontrakter som gir aktørene mulighet til å prissikre seg mot forskjeller mellom systemprisen og de ulike budområdene. Likviditeten i EPAD-markedet er lav, med relativt lite volum fordelt på mange budområder. Samtidig har behovet for og viktigheten av EPAD-kontrakter økt ettersom systempriskontrakter alene gir en dårligere prissikring nå enn før. Dårlig likviditet i EPAD-markedet påvirker også omsetningen av systempriskontrakter negativt ettersom disse blir mindre attraktive når det er store avvik mot områdepriser som er vanskelig å sikre.

Likviditeten i det finansielle markedet er historisk lav, og dette gjør det svært krevende for strømleverandørene å tilby gode prissikringsmuligheter

I etterkant av finanskrisen i 2008 innførte EU ny regulering av finansmarkedene, inkludert de finansielle kraftmarkedene (MiFID II, MiFIR, EMIR og REMIT). Samlet sett innebærer regelverkene strengere krav til rapportering og sikkerhetsstillelse ved handel på organiserte markeder, kontra handel av bilaterale kontrakter. Særlig forbudet mot bankgarantier ble vurdert som uheldig for det nordiske markedet. Fra 2008 har det vært en gradvis nedgang i likviditeten på Nasdaq.

Det norske skattesystemet har også stor betydning for norske vannkraftprodusenters prissikringsstrategi. Når grunnrenteinntekten beregnes ut fra spotprisen får produsentene en automatisk sikring av overskuddet,

siden skatten er korrelert med spotprisen. Når spotprisen er høy betaler produsentene høy skatt, og dersom det er lav spotpris betaler de lavere skatt. Nivået på grunnrenteskatten har derfor stor betydning for hvor mye produsentene kan prissikre uten å ta en skattemessig risiko. Høyprisbidraget innebærer også at produsenter som inngår finansielle kontrakter tar en stor skattemessig risiko, ettersom det ikke kan justeres for tap/gevinst på finansielle kontrakter i beregningen av avgiften. Det norske skatteregimet begrenser volumene som produsentene (tilbudssiden i det finansielle markedet) ønsker å prissikre.

Den lave likviditeten er et problem for alle markedsaktørene. Særlig for strømleverandørene, som bruker dette markedet for å prissikre volumer i fastprisavtaler og forvaltningsavtaler, er det svært utfordrende at tilbudssiden i dette markedet nå synes å være helt fraværende. Konsekvensene for tilbudet av fastprisavtaler er at det blir dyrere å tilby prissikringsprodukter eller at strømleverandørene må ta større risiko når det tilbys slike avtaler.

Hvorfor kan ikke strømleverandørene bare sikre seg bilateralt?

Fleksible fastprisavtaler som strømleverandørene tilbyr til sluttbruker, er basert på prissikring ved bruk av finansielle kontrakter. Dette skyldes at strømleverandørene har behov for fleksibilitet til å endre sine sikringer raskt og i små trinn for å tilpasse seg endringer i markedet og hos sluttbruker. Bilaterale avtaler er kostbare å fremforhandle og mangler fleksibiliteten som strømleverandørene har behov for; dette gjør at de ikke eger seg for sikring av fastprisavtaler. Hvis leverandørene ikke kan sikre seg, tilbyr de ikke fastprisavtaler. Hvis de bare kan sikre seg til en betydelig kostnad, blir disse kostnadene videreført til sluttbrukerne (om det er etterspørsel ved gitt pris), eller så unnlater leverandøren å tilby fastprisavtaler. På grunn av den viktige rollen det finansielle markedet spiller i å støtte strømleverandørens evne til å tilby fastprisavtaler til akseptable priser så fører mangelen på likviditet i det finansielle markedet til lavere tilbud av fastprisavtaler.

Tiltak for å øke likviditeten i det finansielle markedet

EUs regelverk stiller krav om velfungerende prissikringsmuligheter for markedsaktører i alle budområder og at det iverksettes tiltak ved mangelfulle prissikringsmuligheter mellom budområder.⁷ RME er i gang med å vurdere om prissikringsmulighetene i Norge er gode nok. I den forbindelse er det blitt gjennomført flere utredninger, som alle fremhever at flere markedsaktører har store utfordringer ved prissikring i dagens marked, både i det finansielle markedet og bilateralt. RME skal fatte en beslutning om behovet for å utbedre prissikringsmulighetene og hvordan dette skal gjøres i løpet av høsten.

Det er i dag stor forskjell på hvordan det finansielle fremtidsmarkedet er innrettet henholdsvis i Norden og på kontinentet. På kontinentet er det særlig finansielle sikringsprodukter knyttet til den tyske prisen som er utbredt og har god likviditet. Finansielle transmisjonsrettigheter utstedes av de systemansvarlige selskapene (TSOene) og auksjoneres på JAO-plattformen, og kan til en viss grad brukes som prissikring mellom prisforskjeller mellom det tyske budområdet og budområdet som den relevante aktøren befinner seg i.

⁷ Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om etablering av en retningslinje for langsiktig kapasitetstildeling. Forordningen ble innlemmet i EØS-avtalen i 2021.

I Norden har vi en nordisk systempris som fungerer som referanse, og EPADs gir prissikring mellom systemprisen og det aktuelle budområdet. EPADs er et mer fleksibelt produkt enn finansielle transmisjonsrettigheter, ettersom de kan handles løpende på børsen og har en varighet som i større grad matcher hovedsikringsproduktene i den nordiske systemprisen. Finansielle transmisjonsrettigheter utstedes ikke like hyppig og har annen varighet. EU-kommisjonen har i sitt forslag til markedsreform foreslått en løsning inspirert av den nordiske for hele EU, og ACER har påpekt at dagens løsning med finansielle transmisjonsrettigheter er lite effektiv. Fornybar Norge jobber for at det endelige lovforslaget skal legge til rette for at vi kan bevare og videreutvikle den nordiske modellen. Vår vurdering er at en overgang til finansielle transmisjonsrettigheter i Norden vil være lite hensiktsmessig, og vil gjøre det krevende for aktørene å prissikre seg. Dette har blant annet sammenheng med at aktørene da må være aktive på to ulike plattformer (Nasdaq og JAO), med doble krav til sikkerhetsstillelse m.m.

For å utbedre prissikringsmulighetene i Sverige har Svenske Kraftnät nå en pilot hvor selskapet auksjonerer EPADs, i tråd med en beslutning fattet av ACER. Erfaringene så langt viser økt likviditet både i EPADs, men også i øvrige prissikringsprodukter. Dette er et interessant eksempel på hvordan vi kan videreutvikle og øke likviditeten i det finansielle markedet, uten for store omlegginger av systemet.

Det er imidlertid også fornuftig å vurdere hvordan rammebetingelsene mer generelt kan endres for å legge til rette for økt likviditet. Rapporteringsforpliktelser og krav til sikkerhetsstillelse er regulert i EUs finanslovgivning, og kan dermed være vanskelig å påvirke direkte. Men nasjonale barrierer bør imidlertid adresseres, slik at det finansielle markedet kan videreutvikles. Av stor betydning for likviditeten i det finansielle markedet er den norske grunnrenteskatten. Høyprisbidragets utforming er også særlig uheldig, og bør avskaffes så raskt som mulig. Fornybar Norge har tatt til orde for et bredt og helhetlig politisk forlik om beskatning av fornybarnæringen. I et slikt arbeid vil det være viktig med en helhetlig tilnærming.

7. De ulike markedene for prissikring må vurderes i sammenheng

Det har vært stort fokus rundt fastprisavtaler under strømpriskrisen. Regjeringen har fremhevet fastprisavtaler som løsningen for bedrifter som har problemer med å håndtere de høye og volatile prisene. For å legge til rette for fastprisavtaler av tre, fem og syv års varighet har vannkraftprodusentene fått et midlertidig unntak fra bestemmelsene om grunnrenteskatt, hvor hovedregelen er at vannkraftprodusentene skatter etter spotpris, og betaler i stedet skatt basert på avtalt pris for avtaler inngått i 2023 og 2024.

Muligheten til å inngå fastprisavtaler er ikke noe nytt, og prissikring i bedriftsmarkedet har vært utbredt lenge. Strømløseleverandørene har tradisjonelt prissikret det avtalte volumet gjennom finansielle kontrakter på Nasdaq. Gjennom det midlertidige kontraktsunntaket har regjeringen lagt til rette for bilaterale avtaler mellom kraftprodusent og strømløseleverandør, som sistnevnte videreselger til forbrukerne. I kombinasjon med økt grunnrenteskatt og høyprisbidraget, som innebærer økt skattemessig risiko for produsenter som sikrer seg i det finansielle markedet, bidrar det midlertidige kontraktsunntaket dermed til at volum flyttes fra det finansielle markedet til det bilaterale markedet. Det innebærer at strømløseleverandørens evne til å tilby andre

fastprisavtaler og prissikringsprodukter svekkes, og at forbrukere som har andre behov eller ikke kvalifiserer til tre, fem og syv-årsavtalene har svekkede prissikringsmuligheter.

8. Hvordan fordeles verdiene?

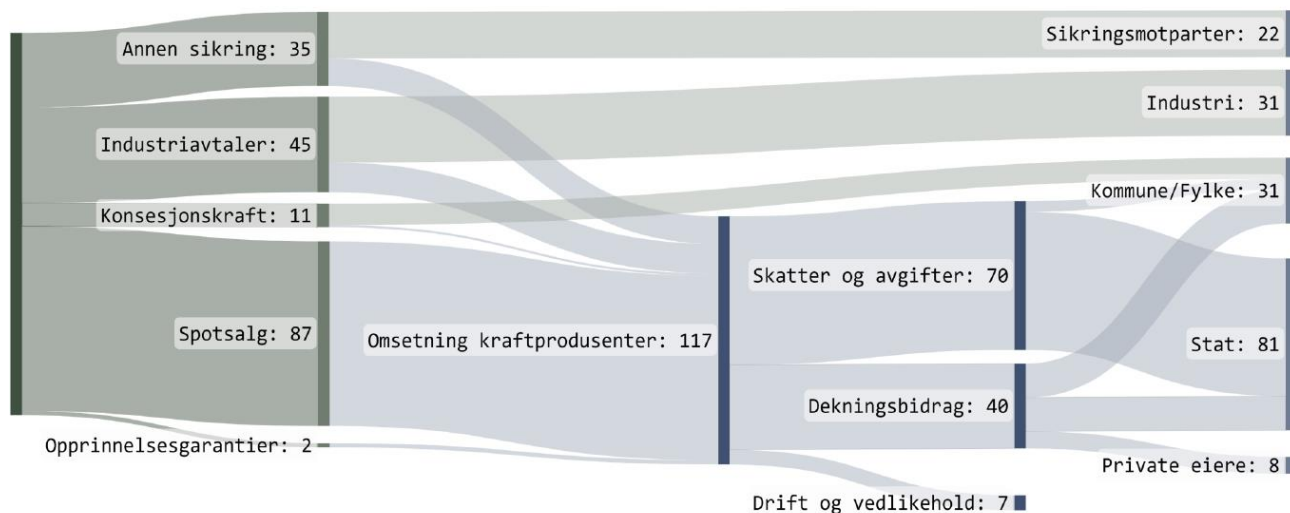
Høye spotpriser gir en betydelig omfordeling, der enkelte produsenter oppnår en stor fortjeneste samtidig som sluttbrukerne betaler en svært høy pris. Hvordan markedsverdiene som oppstår fordeles er imidlertid sammensatt, og både skatt, konsesjonskraft, langsiktige avtaler med industrien og andre langsiktige avtaler har betydning for hvor verdiene ender opp.

En del kraftprodusenter hadde inngått langsiktige avtaler med industri og andre forbrukere til en vesentlig lavere pris enn prisene vi erfarte på kraftbørsen. Dette innebærer at de har mottatt en relativt lav pris sammenliknet med hva de kunne ha oppnådd om de ikke hadde inngått slike avtaler, og at de ikke har tjent på de høye strømprisene for volumet omfattet av slike avtaler. I slike tilfeller er det motparten av kontrakten, som regel industri og andre store forbrukere, som har hatt gevinsten ved de høye spotprisene i form av en lavere kontraktspris enn prisen på kraftbørsen. På bakgrunn av tall fra Norsk Industri fra 2019 har AFRY anslått at 35 TWh vannkraft er på langsiktige industriavtaler. AFRY har videre opplyst at basert på observerte kontrakter, har vindkraftverk typisk en sikringsgrad i størrelsesorden 60-70%, noe som er bekreftet i intervjuer. Dette er i stor grad langsiktige avtaler. Selv om spotsalg har gitt kraftprodusentene store inntekter, tilfaller mye av markedsverdien av det sikrede volumet til sikringsmotpartene.

En betydelig del av kraftprodusentenes fortjeneste tilfaller staten gjennom grunnrenteskatt for vannkraftprodusentene og nå også høyprisbidraget. Dette er inntekter som myndighetene kan omfordele til ulike grupper av forbrukere, velferdstiltak og formål, herunder også for å kompensere for uønskede effekter som markedet gir. I et slikt perspektiv er det viktig å gjøre kaken som skal deles så stor som mulig.

Deler av markedsverdien tilfaller også kommunene i form av konsesjonskraft.

Som følge av de høye strømprisene har markedsverdien av norsk kraftproduksjon vært rekordhøy. På vegne av Fornybar Norge har AFRY kartlagt hvordan verdistrømmene fordeles mellom ulike deler av samfunnet. Analysen er gjort på historiske produksjons- og prisdata fra perioden oktober 2021 til september 2022. Ifølge AFRYs beregning var totalverdien av norsk kraftproduksjon estimert til å være 201 mrd. kroner, inkludert opprinnelsesgarantier og flaskehalsinntekter (21 mrd. kroner) for denne perioden. Figuren nedenfor viser AFRYs beste estimat på hvordan den samlede markedsverdien av den produserte kraften og opprinnelsesgarantier på 180 mrd. kroner, fordeler seg i samfunnet. Som figuren viser er det betydelige verdier som tilbakeføres til det offentlige gjennom skatter og eierskap. Stat og kommune fremstår som de store vinnerne, mens private eiere sitter igjen med en liten andel av den samlede gevinsten. Store deler av verdiene har videre tilfalt industrien og andre sikringsmotparter. Analysen illustrerer godt hvordan prissikring innebærer en betydelig risiko- og verdifordeling og at prissikring kan være svært verdifullt for forbrukerne i perioder med høye priser. Dette er perspektiver som det er viktig å ha med seg når politikk for prissikring utformes. Grafen illustrerer også handlingsrommet for omfordeling.



Figur 22: Verdistrømmene i kraftmarkedet. Tall i mrd. kroner. Kilde: AFRY

Situasjonen med høye spotpriser over tid som følge av energimangel i Europa er ekstraordinær, men har likevel synliggjort at systemet i slike situasjoner medfører betydelige omfordelinger. Ettersom spotpriskontrakter er det mest utbredt blant husholdningene i Norge, slår høye priser i engrosmarkedet direkte inn på strømregningene. For kunder som sliter med å betale strømregningen hjelper det ikke at verdier til syvende og sist tilfaller det offentlige. I perioden vi har vært i har det derfor vært riktig med omfordeling gjennom strømstøtteordningen.

9. Noen betraktninger rundt EØS-avtalen

EØS-avtalen er en avtale mellom EU-statene og EFTA-statene Island, Liechtenstein og Norge. Gjennom EØS-avtalen er Norge og de andre EFTA-landene en del av EUs indre marked med fri bevegelighet for varer, tjenester, personer og kapital. Det indre marked baserer seg på et felles regelverk som skal praktiseres likt av alle de 30 medlemslandene i EØS. Det er fastsatt i EØS-avtalen og en forutsetning for EFTA-landenes rettigheter i det indre marked, at EUs regelverk på området fortløpende tas inn i EØS-avtalen etter hvert som det utvikles. Dette innebærer at EØS-avtalen er dynamisk og utvikler seg kontinuerlig.

Helt sentralt i EØS-avtalen er hovedregelen om at det ikke skal innføres tiltak som direkte eller indirekte forskjellsbehandler innenlandske og utenlandske varer og tjenester. Skatter og avgifter er ikke direkte regulert gjennom EØS-avtalen, men norske skatte- og avgiftsregler kan ikke være i strid med EØS-avtalens generelle prinsipper om de fire friheter og forbudet mot statsstøtte.

EØS-avtalen omfatter energiområdet, og elektrisk kraft regnes som en "vare" etter EØS-avtalen art. 8. Store deler av vårt energisamarbeid med Europa er derfor juridisk rammet inn av EØS-avtalen. Hovedprinsippene om fri flyt av varer er videreført i sektorlovgivningen for energimarked og systemdrift.

Når det tas til orde for å reforhandle avtalene med landene som vi har utenlandsforbindelser til eller utforske handlingsrommet i EØS-avtalen på dette området, kan det gis inntrykk av at det dreier seg om enkeltstående avtaler som er fremforhandlet i et vakuum. I enkelte sammenhenger tas det også til orde for å bruke reservasjonsretten i EØS-avtalen. Realiteten er at regelverket som vi har innlemmet i EØS-avtalen på dette området er sammensatt, dynamisk og favner svært bredt: fra overordnede prinsipper for organiseringen av kraftmarkedet og kraftutveksling, til svært tekniske bestemmelser som skal sørge for at kraftutveksling og systemdrift i et mer og mer sammenkoblet system skjer på en sikker, sømløs og harmonisert måte. Regelverket som EU har utviklet på dette området innebærer også at mye av samarbeidet som markedsaktørene tidligere gjorde på frivillig basis er blitt formalisert. Det skal også påpekes at Norge aldri formelt har brukt reservasjonsretten for å blokkere at nye rettsakter vedtatt i EU blir innlemmet i EØS-avtalen. Konsekvensene av at reservasjonsretten eventuelt brukes, og hva reaksjonen vil være fra EU, kan være vanskelig å overskue.

Hva som er våre folkerettslige forpliktelser etter EØS-avtalen og hva vårt juridiske handlingsrom består i, er en viktig og prinsipiell diskusjon.⁸ Samtidig er det vel så viktig med en åpen og kunnskapsbasert diskusjon om hva EØS-avtalen regulerer når det kommer til kraftmarkedet, og hvilke alternativer de som er imot den europeiske markeds løsningen egentlig ser for seg. Siden det norske kraftsystemet er så tett integrert med de andre nordiske landene og har forbindelser til kontinentet, er vi helt avhengig av et felles regelverk som de involverte aktørene kan forholde seg til for at kraftsystemet skal driftes på en sikker og effektiv måte. For alle landene som vi har forbindelser til (med unntak av utenlandsforbindelsen til Storbritannia), er det EØS-regelverket som utgjør det sentrale rammeverket og regulerer alt fra organiseringen av markeder til samarbeidet mellom de ulike aktørene. Gjennom sektorregelverket er det også etablert en organisasjon for samarbeid mellom de systemansvarlige selskapene (Statnett i Norge), Entso-E. Gjennom Entso-E tar Statnett del i et omfattende plan- og analysesamarbeid som legger til rette for en mer helhetlig forståelse for utviklingen av det europeiske kraftsystemet og hvordan utviklingstrekk i andre land påvirker det nordiske systemet og Norge. Også mellom de ulike nasjonale reguleringsmyndighetene er det etablert et omfattende samarbeid, bl.a. gjennom opprettelsen av samarbeidsbyrået ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators).

For Norges del er det i utgangspunktet EUs tredje energimarkedspakke med tilhørende nettkoder og retningslinjer som er det mest relevante. Disse rettsaktene er senere blitt revidert i EU (Ren energi-pakken), og er igjen til diskusjon og politisk behandling i forbindelse med EUs markedsreform.

Energiressursene og grensekryssende infrastruktur skal utnyttes effektivt

EUs tredje energimarkedspakke skal blant annet bidra til effektiv, transparent og harmonisert utnyttelse, bruk og tilgang til kraftsystemet. En sentral bestemmelse er at maksimal handelskapasitet skal gjøres tilgjengelig på mellomlandsforbindelsene (hensyntatt driftssikkerhet), slik at infrastrukturen utnyttes effektivt og slik at det

⁸ Regjeringen satte i fjor ned et uavhengig utvalg som skal vurdere erfaringene fra EØS-samarbeidet de siste ti årene, og som særskilt er blitt bedt om betraktninger rundt "*handlingsrommet i EØS-samarbeidet, og hvordan dette kan utnyttes bedre, både hva gjelder norsk medvirkning når EUs politikk og regelverk utformes, i gjennomføringen av EØS-regelverk nasjonalt og gjennom ivaretagelse av nasjonale interesser innenfor gjennomførte EØS-regler.*"

er de rimeligste ressursene som aktiveres for å dekke forbruket til enhver tid. At overføringskapasiteten gjøres tilgjengelig er viktig for at markedet skal kunne fungere effektivt og tilgjengelig overføringskapasitet er et viktig premiss for markedsaktørene. Olje- og energidepartementet har også beskrevet godt hvordan manglende regulering om dette og grenseoverskridende spørsmål var et av hindrene for utviklingen av et integrert energimarked i Europa og en driver for utviklingen av EUs tredje energimarkedspakke i Prop. 4 S (2017-2018) "Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken":

Engrosmarkedene for elektrisitet og naturgass i Europa har vært i langsom vekst og de tradisjonelle nettoperatorene har en dominerende stilling. Kommisjonen har særlig påpekt den høye graden av vertikal integrasjon knyttet til produksjon, overføring, distribusjon og salg som kilde til interessekonflikter og risiko for favorisering av egne selskaper. Kommisjonen så også et behov for å styrke de nasjonale regulerende myndighetene. Mangel på åpenhet kan føre til diskriminering når det gjelder markedsadgang i Europa. Situasjonen i Europa hadde etter Kommisjonens vurdering vært preget av underinvestering i infrastruktur og mangel på tilgjengelig nettkapasitet. Kombinert med mangelfull overføringskapasitet mellom land, en praksis med langsiktige kapasitetsreservasjoner i nettet og manglende regulering av grenseoverskridende spørsmål, er dette forhold som Kommisjonen har pekt på som hindre for utviklingen av et integrert energimarked i Europa.

Regelverket skal bidra til lik praktisering mellom land, og at landene ikke hindrer markedet i å fungere effektivt for eksempel av hensyn til enkeltinteresser. For eksempel regulerer regelverket hvordan de systemansvarlige selskapene skal håndtere flaskehals i overføringsnettet. Det er tydelige regler om at interne flaskehals for eksempel ikke skal løses ved å redusere overføringskapasiteten mot andre land. Det er for eksempel også regler om budområder og prosessen for å endre budområdeinndeling, ettersom dette er noe som kan ha stor innvirkning i omkringliggende land.

Sektorlovgivningen skal sikre at alle aktørene samordner seg

I tillegg til å sørge for at det indre markedet fungerer mest mulig effektivt, skal sektorregelverket også bidra til at mellomlandsforbindelsene og strømmettet driftes på en sikker måte, og at det alltid er strøm i kontakten hos alle kunder. For å kunne ivareta forsyningssikkerhet og driftssikkerhet i systemet, må alle aktører være koordinerte og det er derfor nødvendig med nært faglig samarbeid og felles tekniske «kjøreregler». Dette er spørsmål som aktørene i de berørte landene tidligere avklarte på avtalenivå, men som nå er formalisert gjennom EUs regelverk på området. Sektorregelverket omfatter derfor ulike aktører. De systemansvarlige selskapene har sentrale roller, og deres virksomhet er regulert gjennom store deler av regelverket. Blant annet Statnett som TSO og systemansvarlig er sentral gjennom store deler av regelverket. I tillegg er det ulike plikter og rettigheter knyttet til markeds plassene, nettselskapene (DSOer), store nettbrukere (store

forbrukere og produsenter) og andre relevante konsesjonærer. Dette er spørsmål som aktørene i de berørte landene tidligere avklarte på avtalenivå, men som EU i større grad har ønsket å harmonisere.⁹

10. De konkrete forslagene som utvalget skal vurdere

Nedenfor følger noen betraktninger rundt noen av forslagene som utvalget er blitt bedt om å vurdere.

Forslag om opprettelse av eget prisområde for strøm som fraktes gjennom mellomlandskablene

Budområder er et virkemiddel for å håndtere strukturelle begrensninger (flaskehals) i overføringsnettet for strøm. Når det oppstår prisforskjeller mellom budområder er det et uttrykk for at overføringskapasiteten i strømmettet virker begrensende på kraftflyten. Det finnes da produsenter i andre budområder som er villig til å produsere til lavere priser enn prisen i høyprisområdet, men de får ikke tilslag i auksjonen pga. fysiske begrensninger i strømmettet mellom lavprisområdet og høyprisområdet. I timer hvor overføringskapasiteten ikke er begrensende mellom prisområdene, vil prisene være de samme i områdene.

Virkningene av forslaget om å danne et eget prisområde rundt kabelen vil avhenge av hva man samtidig antar om kapasiteten som gis til markedet. De fysiske realitetene i strømmettet vil være uendret. Hvis man oppretter et slikt budområde uten å gjøre noe med kapasiteten som gis til markedet, vil ikke tiltaket i seg selv bidra til å annet enn å "flytte" flaskehalsen fra grensen mellom Norge og utlandet, til internt i Norge mellom det nye og det gamle budområdet. Grunnen til at det ikke får effekt på norske priser er bl.a. at så lenge handelskapasiteten mot utlandet er uendret, vil markedet sørge for at det er de samme norske budene som aktiveres (og det er det siste budet som aktiveres som setter prisen i det aktuelle budområdet). Et eget budområde rundt kabelen vil imidlertid føre til at alle flaskehalsinntekter ifm. handelen på felles infrastruktur tilfaller norsk side, noe som åpenbart er svært problematisk ovenfor våre handelspartnere.

Dersom man innfører et slikt nytt budområde som et virkemiddel for å redusere kapasiteten mot utlandet vil virkningene være annerledes, men det man da i realiteten har gjort er å innføre en eksportbegrensning. RME har i sin vurdering fra august redegjort grundig for handlingsrommet for slike restriksjoner.

Fornybar Norge ser utelukkende ulemper ved forslaget, og viser til at det ikke vil være i tråd med hva som er formålet for å ha budområder. Det vil også være problematisk opp mot relevante bestemmelser i grensehandelsforordningen og CACM GL, som er innlemmet i EØS-avtalen.

⁹ Olje- og energidepartementet, Prop. 199 LS (2020-2021) "Endringer i energiloven (fire forordningen om kraftmarkedet) og samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutninger..." Lenke: <https://www.regjeringen.no/contentassets/66c02bc87a654b0f940117324c879c8e/no/pdfs/prp202020210199000dddpdfs.pdf>

Forslag om differensiering av spotmarkeder (egen auksjon) for innenlands forbruk og kraftutveksling mellom land

Noen har tatt til orde for at norske strømpriser bør frikobles strømprisene på kontinentet og at det etableres et eget prisregime for norsk strøm brukt i Norge.

Man kunne kanskje ha sett for seg en egen auksjon for det norske forbruket, før den europeiske auksjonen og markedskoblingen. Heller ikke dette er et tiltak som vil bidra til å frikoble norske strømpriser fra europeiske så lenge handelskapasiteten mot våre naboland er uendret.

I dag er det slik at alle markedsaktørene legger inn bud på børsene innen klokken 12. Budene fra de ulike børsene inngår i den europeiske markedskoblingen, og markedsløsningen sørger for at produsentene som er villige til å produsere til lavest priser får tilslag i auksjonen. Hvilke forventninger norske produsenter, forbrukere og strømleverandører har til den ordinære auksjonen med europeisk markedskobling, vil påvirke hva de ville ha bydd inn i en eventuell norsk auksjon i forkant. Ved systematiske prisforskjeller er det rimelig å tro at aktørene vil flytte handelsvolum fra auksjonen der de får dårligere priser til der de får bedre priser. Eventuelle systematiske ulikheter vil derfor utlignes over tid så lenge man har rasjonelle aktører, lave barrierer for å veksle mellom de to auksjonene og tilstrekkelig god konkurranse.

NSL-auksjonen er et eksempel som illustrerer dette. Etter uttreddelsen av EU tar ikke Storbritannia lenger del av den europeiske markedsløsningen. For mellomlandsforbindelsen mellom Norge og Storbritannia er det derfor en egen auksjon mellom NO2 og Storbritannia, som finner sted før den ordinære auksjonen med europeisk markedskobling. I brev til Reguleringsmyndigheten for energi har Statnett redegjort grundig for hvorfor det ikke er rimelig å forvente systematiske prisforskjeller over tid.¹⁰

Forslaget om å differensiere spotmarkedene eller ha en egen auksjon vil derfor ikke gi direkte effekt, med mindre budgivningen reguleres slik at markedsaktørene ikke har anledning til å by likt i de to auksjonene. Å regulere aktørenes budgivning vil innebære mindre effektiv utnyttelse av energiresursene og den fleksible vannkraften. Det er også vanskelig å se for seg hvordan vi skal bruke kraftutveksling til import når prisene i våre naboland er lave og for å kunne jevne ut ubalansene i systemet.

Forslaget vil etter vår forståelse heller ikke være i tråd med våre EØS-rettslige forpliktelser.

Forslag som baserer seg på at en andel av kraftproduksjonen omsettes utenfor spotmarkedet i andre typer kontrakter

I Norge har langsiktige kraftkjøpsavtaler vært utbredt lenge, og vi har god erfaring med slike avtaler. Det er lagt til rette for at produsentene kan inngå langsiktige avtaler med industri, ved at vannkraftprodusentene betaler grunnrenteskatt ut fra avtalt kraftpris for dette volumet, og ikke basert på spotpris, som er hovedregelen for grunnrenteskatt. AFRY har anslått at 35 TWh vannkraft er på langsiktige avtaler med industribedrifter. Det anslås videre at om lag 50 % av norsk vindkraft er bygget ut med såkalte *Power*

¹⁰ Statnetts brev til RME "Svar på spørsmål om planlagt handelsløsning for NSL". Lenke: https://www.nve.no/media/11525/brev_statnett_rme.pdf

Purchase Agreements (PPA), som innebærer en langsiktig avtale (enten fysisk eller finansiell) om kjøp av kraft mellom utbygger og en motpart. Utviklere har behov for å sikre inntektssiden langsiktig for å få tilgang til konkurransedyktig finansiering. Når det nå skal innføres grunnrenteskatt på vindkraft er det derfor viktig at det er faktiske inntekter som skal skattlegges.

Høye og volatile kraftpriser har ført til stor oppmerksomhet om mulighetene for å inngå fastprisavtaler. Regjeringen har derfor også lagt til rette for fastprisavtaler av tre, fem og syv års varighet ved at vannkraftprodusentene har fått et midlertidig unntak fra bestemmelsene om grunnrenteskatt og betaler skatt basert på avtalt kraftpris for avtaler inngått i 2023 og 2024, og ikke basert på spotpris som er hovedregelen for grunnrenteskatt.

Å legge til rette for fastprisavtaler og andre langsiktige avtaler er også helt sentralt i EUs markedsreform som er til politisk behandling nå. I stedet for å gripe inn i de fysiske markedene, har EU-kommisjonen foreslått at det i større grad legges til rette for mer langsiktige avtaler slik at de som ønsker det kan sikre seg mot volatiliteten i engrosmarkedet. Denne tilnærmingen til reform har støtte både i Rådet og i EU-parlamentet, men endelig regelverk vil ikke bli vedtatt før mot slutten av året eller tidlig neste år.

Også i Norge bør vi undersøke om vi kan legge til rette for bilateral prissikring, samtidig som likviditeten på de organiserte markedsplassene ivaretas. Likviditeten i spotmarkedet er viktig blant annet fordi prisene i dette markedet ligger til grunn for prisdannelsen i organiserte finansielle markeder og bilaterale fastprisavtaler. Fysisk kraft som omsettes utenom spotmarkedet vil påvirke likviditeten i spotmarkedet. Mange av de langsiktige kraftavtalene har imidlertid finansielt oppgjør slik at den fysiske kraften likevel omsettes i spotmarkedet.

Videre er det viktig at vi ser de ulike markedene for prissikring i sammenheng. Bilaterale avtaler av kortere varighet kan trekke likviditet fra det finansielle, organiserte markedet. Samtidig tilbyr ikke det organiserte finansielle markedet kontrakter av like lang varighet og/eller volum som en del aktører ønsker. Også fremover vil muligheten til å inngå bilaterale, langsiktige avtaler derfor være viktig, og markedene for prissikring må utfylle hverandre. Det er også viktig at støtteordninger til ny fornybar kraftproduksjon ikke ødelegger mulighetene til å inngå langsiktige kraftavtaler. Omfattende bruk av differansekontrakter kan gi slike uønskede konsekvenser avhengig av innretningen på kontrakten. Når det nå skal innføres grunnrenteskatt på vindkraft er det viktig at det er faktiske inntekter som skal skattlegges.

Forslag til tiltak som kan utløse større forbrukerfleksibilitet med sikte på å redusere nivået på forbruket som etterspørres i høylasttimer i spotmarkedet

Forbrukerfleksibilitet vil være helt sentralt for å kunne balansere systemet når stadig mer uregulerbar strømproduksjon blir introdusert i kraftsystemet, og vi er positive til at utvalget skal foreslå tiltak som kan utløse større forbrukerfleksibilitet. Forbrukerfleksibilitet innebærer at forbrukere kutter kraftforbruket i korte perioder eller at forbruket flyttes fra topplasttimene til andre timer på døgnet. Lokalt kan utnyttelse av forbrukerfleksibilitet bidra til bedre utnyttelse av nettet og være et alternativ til nettutbygging. I en større sammenheng kan det også brukes i markedsklareringen for å balansere kraftsystemet.

Forbrukerfleksibilitet har to dimensjoner, som begge kan bidra til å redusere nivået på forbruket som etterspørres i høylasttimer: tiltak for å redusere det samlede forbruket i disse timene (effekt) og mer tradisjonelle energieffektiviseringstiltak (energi), som i seg selv kan bidra til en bedre effektbalanse og legge grunnlag for en mer fleksibel etterspørselsside.

Effektive prissignaler er viktig for at vi skal lykkes med å få utløst fleksibiliteten som systemet trenger: det må lønne seg å flytte forbruket fra timer med høy etterspørsel til timer med lavere etterspørsel. Det er verdt å bemerke at innretningen av dagens strømstøtteordning ikke gir forbrukere insentiv til å redusere forbruket i høylasttimer, og at innretningen dermed har motsatt effekt av hva som er gunstig for kraftsystemet.

For husholdninger og mindre bedrifter må det i tillegg være enkelt. Mange av fleksibilitetsressursene er små, og det er behov for automatisering og aggregering av laster. Aggregatorer kan spille en viktig rolle ved å gjøre det lettere for sluttbrukere å tilby forbrukerfleksibilitet til kraftsystemet. Gjennom aggregatorer kan strømkunder som ønsker det inngå avtale om å flytte noe av sitt forbruk til andre tidsperioder, avhengig av kraftsystemets løpende behov for fleksibilitet. Per i dag er det først og fremst strømleverandørene som opptrer som aggregatorer siden kun en aktør kan være balanseansvarlig i et målepunkt, men på sikt vil det også komme flere uavhengige aggregatorer. Strømleverandørene har derfor viktige roller når det kommer til smartere energibruk, og noen selskaper tilbyr allerede styring av elbillading og varmtvannsberedere, slik at forbruket kan tilpasses til timene med lavest priser.

Det skjer nå også endringer i det europeiske markederegelverket som i større grad vil legge til rette for at forbrukssiden kan delta i engrosmarkedet. I EU-kommisjonens forslag til markedsreform er det foreslått å endre minimum budgrense i day ahead- og intradagmarkedet fra minimum 500 kW til minimum 100 kW. Dette vil gjøre det enklere å samle tilstrekkelig forbruksfleksibilitet til å kunne by inn i markedet.¹¹ Overgang til 15 minutters oppløsning i day ahead- og intradagmarkedet vil også gjøre det lettere å by inn forbrukerfleksibilitet fordi forbruksreduksjonen må skje over en kortere periode.

EU-kommisjonen er også i gang med å utvikle en egen kommisjonsforordning (nettkode) for etterspørselsrespons. Regelverket skal legge til rette for at forbrukere kan delta mer aktivt i markedet gjennom å redusere kraftforbruket, lagring og distribuert produksjon. ACER har levert utkast til Framework Guideline.¹² Neste steg innebærer at EU-kommisjonen ber Entso-E og EU DSO Entity om å lage utkast til kommisjonsforordningen innenfor rammene av Framework Guideline.

Fleksibilitet på forbrukssiden er en del av systemet i dag. Statnett har avtaler med industrien om utkobling som er en viktig kilde til forbrukerfleksibilitet i knapphetssituasjoner. Det finnes også eksempler på aggregatorer som sammenstiller tilbud av fleksibilitet fra flere husholdninger og/eller virksomheter.

¹¹ Som en illustrasjon tilsvarer 100 kW om lag 30 elbiler som lader på 16A eller 50 varmtvannsberedere på 2 kW.

¹² ACER "Framework Guideline on Demand Response". Lenke: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/FG_DemandResponse.pdf

Potensialet er imidlertid stort, og mer fleksibilitet i forbruket vil være en svært viktig del av kraftsystemet fremover.

Forslag til virkemidler for å begrense eksporten når fyllingsgraden i flerårsmagasinene avviker fra median fyllingsgrad, sesongjustert

Vi legger til grunn at forslaget er rettet mot situasjoner hvor fyllingsgraden i flerårsmagasinene er *lavere* enn median fyllingsgrad, sesongjustert. I slike situasjoner vil vi ha stor nytte av å importere kraft fra våre naboland og dette har vært en viktig begrunnelse for utbyggingen av våre utenlandsforbindelser.

Markedet gir i utgangspunktet produsentene svært sterke incentiver for å disponere den regulerbare vannkraften slik at faren for rasjonering blir så lav som mulig. Vannverdiene reflekterer ressursituasjonen. I situasjoner med lite vann i magasinene vil vannverdiene være høyere enn i situasjoner med mye vann. Uavhengig av kraftutvekslingen med utlandet, vil norske vannverdier og priser alt annet likt presses opp når fyllingsgraden er lavere enn normalt. Under normale omstendigheter i markedet, vil vi derfor gjerne importere kraft i slike situasjoner og dette bidrar da til lavere og mer stabile kraftpriser. Hvis vi i slike situasjoner begrenser muligheten for utveksling med utlandet og dermed også våre muligheter for import, vil effektene trekke vi motsatt retning. En tidligere analyse som NVE har gjort viser at strømprisen kunne ha vært 2-3 ganger høyere på vinteren selv med normalt nedbørmengder dersom vi ikke hadde vært koblet til det europeiske kraftmarkedet gjennom utenlandsforbindelser.¹³

Hvis formålet med tiltaket først og fremst er å ivareta forsyningssikkerheten, er det viktig å vurdere hvorvidt eksportbegrensninger er et tiltak som er egnet til dette formålet. Som RME har redegjort grundig for vil også tiltak rettet direkte mot produksjon kunne treffe mer effektivt på en målsetting om økt fyllingsgrad i magasinene, enn tiltak rettet mot etterspørselssiden.¹⁴ RME forklarer også hvordan et slikt tiltak vil ha en usikker effekt på vanndisponering og fyllingsgrad i vannmagasiner. I utredningen av mulige tiltak for svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS) høsten 2022, er også Statnett svært tydelige på at de ikke anbefaler å innføre eksportrestriksjoner ettersom dette er lite treffsikkert tiltak og kan gi redusert importmuligheter.¹⁵ Reduserte importmuligheter vil være svært uheldig i slike situasjoner.

Vi viser for øvrig til regjeringens arbeid med den nye styringsmekanismen, som vil innebære at det stilles strengere krav til produsentene i situasjoner der det er utsikter til at magasinutfyllingen kan nå svært lave nivåer.

¹³ NVE "Kraftpriser i Norge uten handel med utlandet". Lenke:

https://www.nve.no/Media/7167/2018_08_16_notat-om-kraftpriser-uten-handelsmuligheter.pdf

¹⁴ RME "tittel". Lenke: https://www.nve.no/media/14390/svar-paa-oppdrag-handlingsrom-for-tiltak-knyttet-til-overfoering-av-kraft-til-utlandet-4103282_1_1.pdf

¹⁵ Statnett "Energisituasjonen 2022-2023. Gjennomgang av mulige SAKS-tiltak". Lenke:

<https://www.statnett.no/contentassets/0b5f75051ed64203bf90b7e83418a609/2022-10-01-notat-om-energisituasjonen-og-saks-tiltak.pdf>

Forslag til ulike typer avgifter på krafteksport

Når norske produsenter legger inn sine bud i markedet, vet de ikke om Norge vil være i en import- eller eksportsituasjon påfølgende døgn. Det er heller ikke norske produsenter som sådan som eksporterer kraften til utlandet. Produsenter byr inn i markedet, og markedsløsningen velger ut de rimeligste budene som kan dekke forventet forbruk gitt overføringskapasiteten mellom budområder internt i Norge og utvekslingskapasiteten til utlandet. Handelen mellom de ulike budområdene bestemmes med andre ord av aktørenes bud inn i markedet, og oppstår på bakgrunn av forskjeller mellom ulike områder.

At det er eksport fra et område til et annet er et uttrykk for at mer produksjon har fått tilslag i auksjonen enn forventet forbruk i det aktuelle området. Alle produsentene får imidlertid prisen som klarer budområdet, og det er ikke slik at enkelte kraftprodusenter velges ut til å eksportere mens andre velges ut til å dekke innenlandsk forbruk. Alle produsentene leverer kraft inn i strømmettet, og strømmen følger fysikkens lover og går minste motstands vei. Det er ikke mulig å skille de ulike leveransene fra hverandre, og det er derfor ikke mulig å vite akkurat hvilke kraftleveranser som går til utlandet eller hvilke leveranser som ender opp i hjemmene våre for den saks skyld. Dette skiller eksport av kraft fra eksport av mange andre varer, hvor en produsent kan selge varene direkte til utlandet og få prisen som en forbruker i utlandet er villig til å betale. På grunn av strukturen i markedet er det derfor vanskelig å se for seg en ordinær eksportavgift, og ikke minst hvem som skulle ha blitt ilagt denne avgiften. Hva det innebærer for våre muligheter til import er også uklart.

Det følger for øvrig av EØS-avtalen artikkel 10 at toll på import og eksport av varer, samt avgifter med tilsvarende virkning, er forbudt mellom avtalepartene. Forbudet gjelder både avgifter og tilsvarende økonomiske byrder som pålegges en vare fordi den krysser en grense. Vår forståelse er derfor at en eksportavgift heller ikke vil være forenlig med Norges EØS-rettslige forpliktelser.