



Kortsiktig Markedsanalyse 2023-28

September 2023

Publisert 1. september 2023

Statnett

Forord

Vi utarbeider en ny Kortsiktig Markedsanalyse (KMA) en gang i året. Hensikten er å gi en oversikt over kraftsystemet og kraftmarkedet sånn det er nå og hvordan det vil utvikle seg de kommende 5 årene. Fra årets analyse vil vi trekke fram følgende hovedpunkter:

- Europas energikrise avtar. Gassprisen kan øke, men en ny krise er lite sannsynlig
- Til 2028 dominerer økt vind- og solkraft den europeiske markedsutviklingen
- Det norske kraftforbruket vokser mye, selv om noen prosjekter er utsatt i tid
- Det kommer lite ny produksjon i Norge og energibalansen reduseres kraftig
- Den negative energibalansen i Midt-Norge svekkes ytterligere
- I Sør-Norge går balansen mot null i 2027
- Det blir større grad av effektknapphet i kuldeperioder – både i Norge og Norden
- Kraftprisene blir trolig lavere og mer variable i hele Europa – også i Norge
- Internt i Norge blir kraftprisene mer like, men fortsetter å være forskjell nord-sør

Analysen og rapporten er laget av Dalibor Vagner, Julie Gunnerød, Anders Kringstad, Rolf Korneliussen, Lasse Christiansen, Kine Wold og Eirik Fernandez, med bidrag fra flere.

Gunnar Løvås
Konserndirektør, Kraftsystem og Marked
1. September 2023



Sammendrag – Europa samlet

Krigen og bortfallet av russisk gass skapte en alvorlig europeisk energikrise i 2021/22. I løpet av 2023 er imidlertid det europeiske energimarkedet langt på vei normalisert. Russisk gass er i stor grad erstattet med LNG, lavere forbruk og mer fornybarproduksjon. Prisene på gass og kull er kraftig redusert. Videre til 2028 forventer vi at den europeiske markedsutviklingen i hovedsak vil være preget av overgangen til vind- og solkraft:

- Gassmarkedet og gassprisen normaliseres fullt ut. Det kan bli høyere priser vinteren 2024 og i 2025 – men ikke en energikrise som i 2022.
- Fornybarutbyggingen øker kraftig. Solkraft krever mindre direkte støtte og bygges raskt. I tillegg bygges det ut havvind i stor skala, til tross for midlertidig økte kostnader.
- Forbruket øker og det begynner å komme ny fleksibilitet som kan fange opp overskuddet i timer med mye sol- og vindkraftproduksjon. Men veksten blir trolig lavere enn for vind- og solkraft. Dermed øker andelen timer med overproduksjon og nullpriser.
- I basisscenarioet (Basis) faller de kontinentale og britiske kraftprisene i snitt over året fra ca. 120 €/MWh i 2023 til rundt 70-80 €/MWh i 2028. Flere timer med nullpriser gir høy prisvolatilitet.

Økte CO₂ priser vil trolig motvirke fallende gasspriser. I Basis holder derfor kraftprisene seg rundt 100 €/MWh i timene der gasskraftverk setter prisen. Det blir imidlertid stadig færre timer der kull- og gasskraft setter kraftprisen, og flere timer der fornybar produksjon eller ulike typer fleksibilitet er prissettende. Dette drar ned gjennomsnittlig kraftpris.

Inflasjon og knapphet i leverandørmarkedet har gitt et løft i utbyggingskostnadene for havvind. Nasjonale mål og støtteordninger gjør imidlertid at utbyggingen skjer likevel. Og det er nå dannet en tydelig europeisk pipeline av konkrete havvindprosjekter som i sum gir en kraftig vekst i produksjonen til 2028.

På lengre sikt forventer vi at en storstilt utbygging av blant annet fleksibel hydrogenproduksjon, batterier og elkjeler bidrar til å utnytte overskuddskraft og løfte prisene i timer med mye sol- og vindkraft. Det vil imidlertid ta tid å utvikle denne typen fleksibilitet og vi forventer derfor en relativt moderat vekst av fleksibelt forbruk de første fem årene.

Selv om mye er avklart og hovedretningen er rimelig sikker, er det flere usikre faktorer for den europeiske markedsutviklingen de første fem årene:

- CO₂- og gassprisene kan bli høyere og lavere enn ventet
- Endringer i global handel, inflasjon og konkurransen fra USA kan dempe veksten i kraftforbruket til industrien
- Kostnadene for havvind kan holde seg høye lengre enn ventet
- Veksten i fleksibilitet som fanger opp overskudd er usikker

I sum gir dette betydelig usikkerhet for gjennomsnittlige kraftpriser og prisvolatiliteten. I vår analyse er utfallsrommet for årsprisene i 2028 på ca. 50 til 100 €/MWh i Tyskland, i snitt over alle værår. Usikkerheten i været og andre kortvarige faktorer gir et ytterligere utfallsrom på toppen av dette igjen. Usikkerhetsfaktorene gir også et utfallsrom for lønnsomhet og tempo i utviklingen av ny produksjon, fleksibilitet og elektrifiseringsprosjekter.

Det er imidlertid lite som tyder på at vi kan få noe brudd på hovedtrenden mot et europeisk energi- og kraftsystem med vesentlig lavere utslipp.

Sammendrag – Norge og Norden

I Norge er behovet for å kutte utslipp gjennom elektrifisering, sammen med økt industrivirksomhet, **sterke drivkrefter for økt kraftforbruk**. Dette forsterkes av at vi nå har mer normale kraftpriser. Vi har derfor en høy norsk forbruksvekst på mer enn 25 TWh til 2028 i den nye basisprognosen.

Siden vår forrige KMA er flere elektrifiseringsprosjekter i petroleumssektoren skjøvet ut i tid. Selv om det er et stort antall prosjekter i andre næringer som har fått nettilknytning, og som dermed kan koble seg på uten å vente på nye nettiltak*, ser det ut til å ta noe tid før det øvrige industri- og næringsforbruket tar seg opp. I Høye priser i 2022 gav også en nedgang i alminnelig forbruk som nå ser ut til å bli mer varig enn tidligere antatt.

I vår nye basisprognose er **forbruksveksten noe forskjøvet** sammenlignet med vår forrige analyse (KMA2022). Utfallsrommet er samtidig større enn sist, noe vi skisserer med både å ha en høyere og lavere forbruksbane enn Basis. I den høye antar vi at flere industriprosjekter kommer i drift tidligere, men langt fra alle som har fått reservert nettkapasitet. Motsatt har vi i den lave mer enøk og at mer av forbruksreduksjonene blir varige.

Det kommer inn noe solkraft og litt vannkraft, men trolig ikke noe vesentlig landvind de første fem årene. Sammen med høy forbruksvekst **reduserer dette den norske energibalansen kraftig**. En noe forskjøvet forbruksvekst gjør imidlertid at overgangen til underskudd på den nasjonale energibalansen forskyves sammenlignet med vår forrige KMA. I Basis er den oppdaterte nasjonale balansen rundt null i 2028 – med underskudd i sør og midt og overskudd i nord. Med den høye forbruksbanen er balansen negativ i 2028. Og med økt usikkerhet om tempoet i utbyggingen av norsk havvind **øker sannsynligheten for en negativ energibalanse rundt 2030**.

I Basis **reduseres de gjennomsnittlige kraftprisene** i Sør-Norge til ca. 65-70 €/MWh i 2028, drevet av lavere priser på kontinentet og i UK, og mer vind- og solkraft ellers i Norden. I Basis holder prisene i Sør-Norge seg under snittet i Tyskland og UK - selv om overskuddet på energibalansen går ned mot null i Norge. Internt i Sør-Norge viser analysen betydelige prisforskjeller mellom Sørlandet og resten av Sør-Norge i sommerhalvåret i våte år.

I Nord- og Midt-Norge er snittprisene vesentlig lavere enn i Sør-Norge, med hhv. 25 og 36 €/MWh i Basis 2028. Dette skyldes begrensninger i nettet, et betydelig overskudd på energibalansen i Nord-Norge, og at det samtidig er et stort overskudd nord i Sverige, samt bedre balanse i Finland. Prisforskjellene nord-sør er imidlertid ikke i nærheten av å bli like store som de var i 2022. En moderat høyere forbruksvekst i Nord og Midt-Norge enn i vår Basis vil løfte prisene i nord og midt vesentlig.

Ellers i Norden ligger det an til en sterk vekst i forbruket – drevet av både elektrifisering og ny industri. Hvor rask veksten blir er usikkert. I Basis øker årsforbruket med nesten 90 TWh i de øvrige nordiske landene til sammen, til 2028. Forskjellen fra Norge er imidlertid at kraftproduksjonen også vokser mye – i form av vind- og solkraft.

Mer forbruk uten vesentlig ny regulerbar produksjon gir **svakere effektbalanse både i Norge og resten av Norden** i timer med mye forbruk og lite uregulerbar produksjon. I Basis er effektbalansen i Norge svakt positiv i 2028. I Finland og Sverige er balansen negativ.

På samme måte som ellers i Europa blir overproduksjon av vind- og solkraft en økende utfordring også i Norden. Dette reduserer lønnsomheten av å bygge ut mer vind- og solkraft og øker behovet og lønnsomheten av å utvikle ny fleksibilitet som kan ta unna kraftoverskudd.

*Det er reservert kapasitet til 6,7 GW (anslagsvis 45-55 TWh) i dagens nett og nettet som er under bygging de neste fem årene

Forskjeller fra forrige KMA

I denne analysen ser vi på perioden fra 2023 til 2028, som er et år lengre fram i tid enn i forrige KMA. Mens forrige KMA ble laget da det var energikrise og mye var usikkert, preger normaliseringen i energimarkedene årets KMA. Vår basis for brensels- og kraftpriser er i årets utgave omtrent som prisene i lavprisscenarioet fra KMA22.

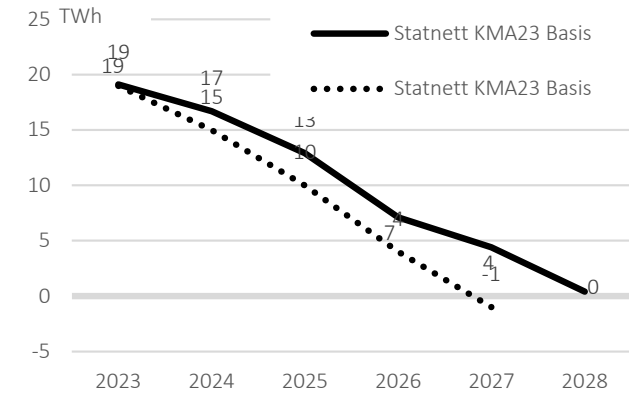
I Norge og Norden er følgende endringer viktigst:

- Forskjøvet forbruksvekst i hovedsak innen petroleum og noe lavere alminnelig forbruk. Forbruksnivået er nå i 2028 om lag det vi antok i 2027 i KMA22.
- Raskere utbygging av produksjon i Norden, drevet av enda mer solkraft. Totalt gir dette et noe større overskudd på den nordiske kraftbalansen.
- Justert vannkraftproduksjonen i Norge og økt mengden solkraft. Vi har en økt vekst til 2027, men fra et lavere nivå, og i sum noe lavere produksjon i 2027.
- Mange flere nettbegrensninger er modellert og hensyntatt. Dette gir en enda bedre representasjon av nettet, spesielt i Sverige, sammenlignet med i fjor.
- Vesentlig lavere kraftpriser de første årene. Mot slutten av perioden er sørnorske kraftpriser noe høyere og nordnorske kraftpriser noe lavere enn sist.

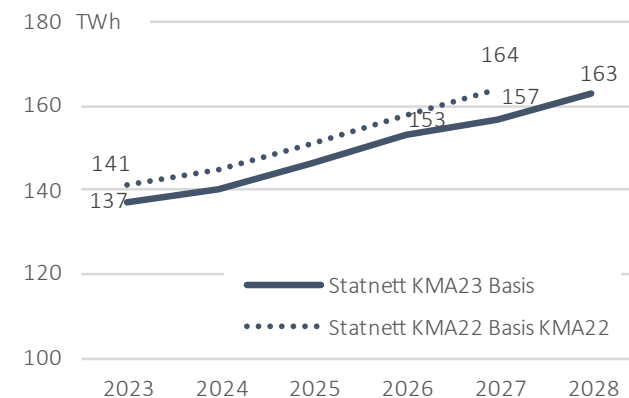
For kontinentet og UK er følgende endringer viktigst:

- Enda raskere utbygging av solkraft og noe lavere utbygging av vindkraft. I sum er energimengden nesten uendret i 2027.
- Brenselsprisene er betydelig lavere – nært lavprisscenarioet fra i fjor.
- Strammere CO₂-marked og høyere karbonprisbaner.
- Betydelig lavere kraftpriser de første årene på grunn av reduserte gasspriser

Sammenligning med vår prognose for norsk energibalanse fra KMA22



Sammenligning med vår prognose for norsk forbruksutvikling fra KMA22



Metode og avgrensninger

Vi tar utgangspunkt i dagens kraftsystem og konkrete planer

Vi starter med å oppdatere databeskrivelsen av dagens kraftsystem, både i Norge og i de delene av Europa som dekkes av våre markedsmodeller*. I neste trinn legger vi inn endringer kommende fem år basert på det vi regner som rimelig sikre planer, vedtak, politiske mål og virkemidler. Eksempler på dette er pågående utbyggingsprosjekter, eller prosjekter med endelig investeringsbeslutning innen produksjon, forbruk og nett.

For å fylle ut bildet videre til 2028 bruker vi i tillegg informasjon fra ulike eksterne prognoser, analyser og nasjonale planer, slik at vi i sum får opp et mest mulig realistisk bilde av utviklingen. I tillegg utveksler vi mye informasjon og data med andre TSO-er**, både via det nordiske samarbeidet og i ENTSO-E.

Når det gjelder forutsetningene på brenselpriser og den europeiske CO₂-prisen legger vi til grunn forwardprisene slik de er i markedet for de første årene. For senere år baserer vi oss på prognoser og mer fundamentale analyser fra ulike analysebyråer. For startåret 2023 bruker vi prisene som representerer forventet gjennomsnitt for dette året. Dette gjennomsnittet er en blanding av historiske priser og forward priser.

Begrensningene i det norske nettet er modellert med snittkapasiteter beregnet i Statnett for sikker drift. I tillegg legger vi inn reduksjoner basert på historiske markedskapasiteter for å representere revisjoner. For det svenske nettet har vi i Basis handelskapasiteter med en profil over året for å ta hensyn til effekten av revisjoner og varierende kapasitet.

Vi har ett basisscenario med varianter for høy og lav kraftpris – og sensitiviteter med høyere og lavere norsk kraftforbruk.

Vi simulerer markedsutviklingen med fundamentale modeller

Kraftsystemet er simulert ved hjelp av våre to system- og markedsmodeller Samnett og BID3. I sum gir disse en tilnærmet minimering av de løpende driftskostnadene for å dekke forbruket time for time i kraftsystemet vi modellerer. Samnett dekker det nordiske og baltiske kraftsystemet, og har sin styrke i en detaljert modellering av vannkraftsystemet og transmisjonsnettet. BID3 er vår europeiske markedsmodell med beskrivelse av termiske kraftverk, vind- og solkraft, og batterier og forbruksfleksibilitet.

I denne analysen har vi simulert hvert år i analyseperioden for seg. For å fange variasjonen i været er datasettet for hvert år i analyseperioden simulert over 29 historiske værår i perioden 1988-2016. Snittet av 29 år gir en normalsituasjon. Dette gir en bra oversikt over konsekvensene av hovedtrendene i systemet. For å få med effekten av at vannkraften også til en viss grad kan optimalisere produksjonen mellom år - bruker vi normalt å simulere sammenhengende over hele analyseperioden for alle værår. Det har vi ikke hatt kapasitet til å gjøre denne gangen. Vår noe forenklete tilnærming gir imidlertid en god nok representasjon av markedsutviklingen på det detaljnivået vi viser i denne analysen.

Avgrensninger

Denne analysen gir et overblikk over utviklingen. Selv om vi viser kurver med simulerte kraftpriser er ikke dette ment å være noen prisprognose. Poenget er å få frem trender og underliggende sammenhenger for systemet og kraftprisene.

Hva som faktisk blir kraftprisen time for time er uansett usikkert som følge av været og hvordan utviklingen blir videre med energisituasjonen i Europa. Utfallsrommet og usikkerheten for kraftprisene er fremdeles større enn vanlig.

Mer spesifikke spørsmål krever dypere analyser enn hva vi presenterer her. KMA gir oss imidlertid et bra utgangspunkt for slike analyser. Videre minner vi om at det er forskjeller mellom modellsimuleringene og det virkelige systemet. Modellene vil aldri samsvare perfekt med virkeligheten.

* Våre modeller dekker Norden, Baltikum, Polen, Tyskland, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Belgia, Nederland og Storbritannia.

** Transmission System Operator – altså samme type selskap som Statnett i andre land – eksempelvis SvK, Fingrid og Energinet DK



Del 1: Hovedtrekk for produksjon, forbruk, nett og brenselpriser

Denne delen handler om politikk og drivere, fysisk utvikling av produksjonskapasitet, forbruk og nett – og utviklingen i brenselmarkeder og CO₂-pris

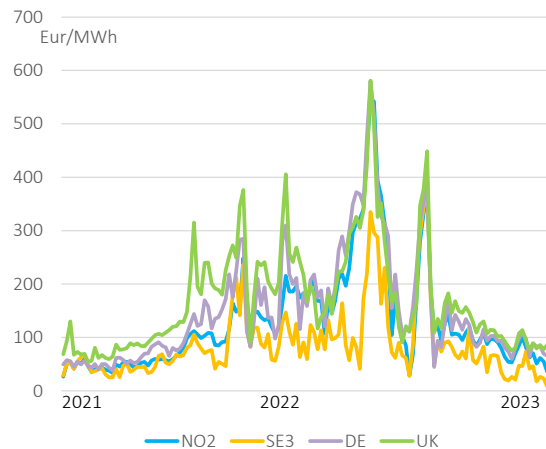
Europa – lavere energipriser og omstilling til nullutslipp

Krigen i Ukraina og bortfallet av russisk gass ledet til en energikrise med høye kraftpriser i 2021 og 2022. I løpet av 2023 har situasjonen snudd og hele det europeiske energimarkedet er nå langt på vei normalisert. Russisk gass er i stor grad erstattet av LNG, lavere forbruk og mer fornybarproduksjon, og prisene på gass er kraftig redusert. Knappheten i kullmarkedet ligger også bak oss og kullprisene er tilbake på rundt 100 USD/t. I tillegg vil kjernekraftproduksjonen i Frankrike bli høyere i år enn i fjor og er ventet å bli enda større neste år. Kraftprisene er i ferd med å normalisere seg og har nå snart falt tilbake til nivåene før energikrisen.

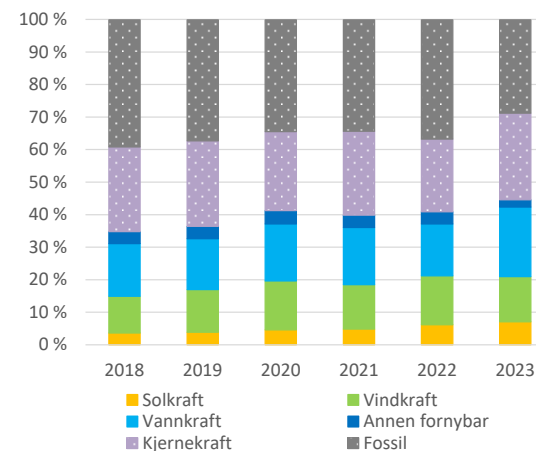
Europa har fylt gasslagrene til neste vinter. Fyllingsgraden ligger på over 90 % av 1100 TWh, og har med det allerede nådd målet i god tid før den uttalte fristen 1. oktober. For vinteren 2024 og 2025 er det fortsatt en viss sannsynlighet for høyere brenselpriser, særlig hvis den globale etterspørselen tar seg opp og det blir en kald vinter både i Europa og Asia. Flere eksterne gassmarkedsanalyser viser imidlertid at det ikke vil kunne bli noen ny krise som i 2022. Etter 2025 vil flere nye prosjekter øke den globale LNG produksjonen og bidra til en ytterligere prisnedgang.

Omstillingen til nullutslipp pågår for fullt, og utbyggingen av fornybar kraftproduksjon har gjort et hopp så langt i 2023. Dette medførte lavere andel fossil kraftproduksjon. For Europa samlet har andelen fornybar kraftproduksjon økt fra 35% i 2018 til nesten 45% så langt i 2023. Fossil kraftproduksjon så langt i 2023 har hatt en nedgang på ca. 7 %-poeng sammenlignet med tilsvarende periode i 2022.

Historisk kraftpris, ukesnitt €/MWh

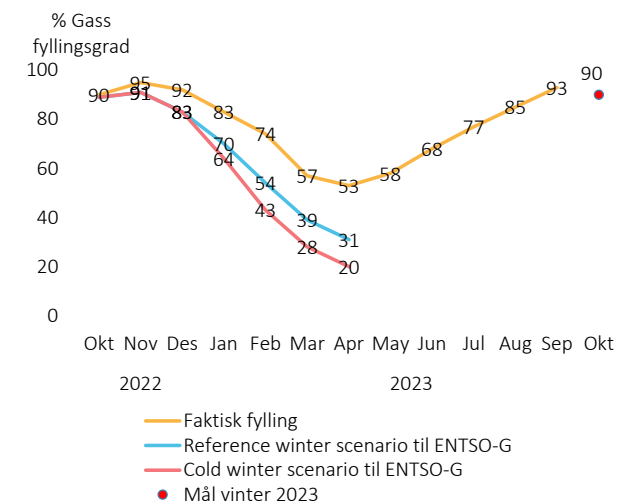


Kraftproduksjon etter type i Europa*



*Kilde: Fraunhofer ISE

Fyllingsgrad av gasslager i EU



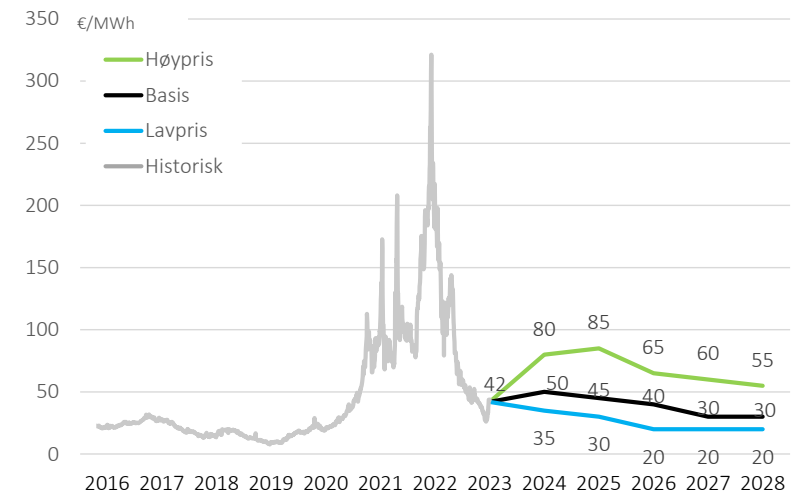
Gass og kullprisene ligger an til å holde seg på dagens nivå

Vi legger til grunn fremtidsprisene på TTF* for vår basisprognose for gassprisen de neste fem årene. Dette tilsier en nedgang i prisene fra et nivå i starten på 40-50 €/MWh mot rundt 30 €/MWh i slutten av perioden.

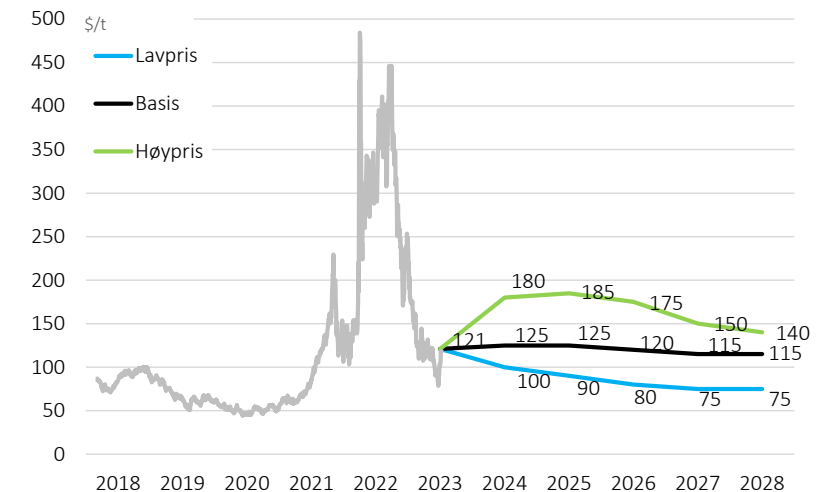
I høyprisscenarioet legger vi til grunn økt etterspørsel i Kina og Europa, grunnet kalde vintre, og en økning mot 85 €/MWh de første par årene før en gradvis konvergens mot Basis mot slutten av KMA-perioden. I Lavprisscenarioet går prisene ned mot 20 €/MWh – som er noe lavere enn den antatt samlede produksjonskostnaden for å bringe ny LNG til Europa. Vi forventer at utfallsrommet for gassprisen vil reduseres mot slutten av perioden.

For kullprisene legger vi til grunn fremtidsprisene på API2** for vår basisprognose. Disse ligger rundt 120 USD/tonn. For scenarioene Høypris og Lavpris forventer vi at korrelasjonen med gassprisene vil ligge stabilt litt over historiske nivå slik trenden har vært det siste året.

Historisk gasspris og prognose, €/MWh



Historisk kullpris og prognose, \$/t



* TTF er en gasshub med flere ulike fremtidskontrakter for gass – og en anerkjent referanse for gassprisen på kontinentet.

** API2 er den mest brukte referanseprisen for kull levert til det nordvestlige Europa

Både politikk og markedsutvikling gir høye CO₂-priser

EU ETS er et sentralt virkemiddel i EU for å sikre at utslippsreduksjonene skjer som vedtatt og på en effektiv måte. Kvotemarkedet er revidert for å oppnå Fit for 55-målene om 55 % utslippskutt til 2030. Samlet skal utslippene innen ETS reduseres med 62 % til 2030 sammenlignet med 2005 nivå. Dette innebærer en kraftig innskjerping fra de gamle 2030 målene. I mai i år ble et stort volum kvoter sanert. Dersom den vedtatte årlige reduksjonen i kvotetaket på 4,2 % videreføres etter 2030, vil EU gå tom for kvoter innen 2040.

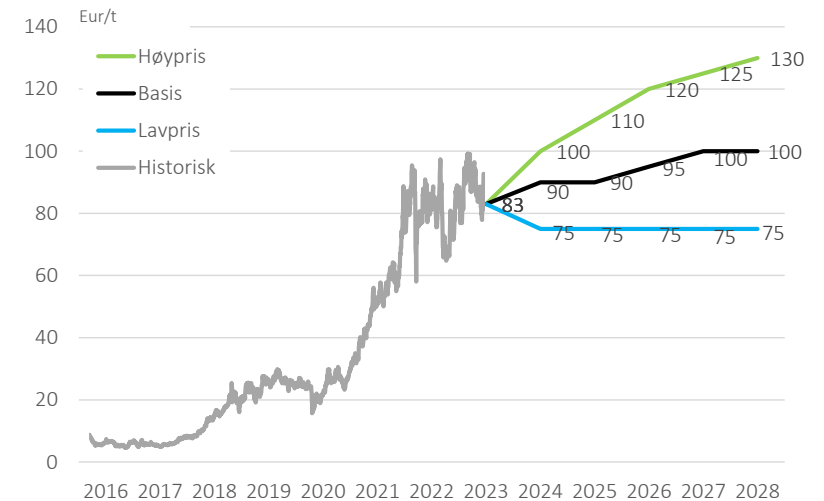
Innstrammingene i kvotemarkedet og klimamålene har gitt vesentlig høyere priser de siste årene. I 2023 nådde CO₂-prisen for første gang et nivå over 100 EUR/t. De siste månedene har prisen vært 80-90 EUR/t.

Både eksterne prognoser og handelen med finansielle framtidskontrakter tilsier enda høyere CO₂-priser i årene fremover. I Basis har vi en økning til 100 €/tonn i 2028. I scenarioene Høypris og Lavpris er prisene hhv. 130 og 75 €/t.

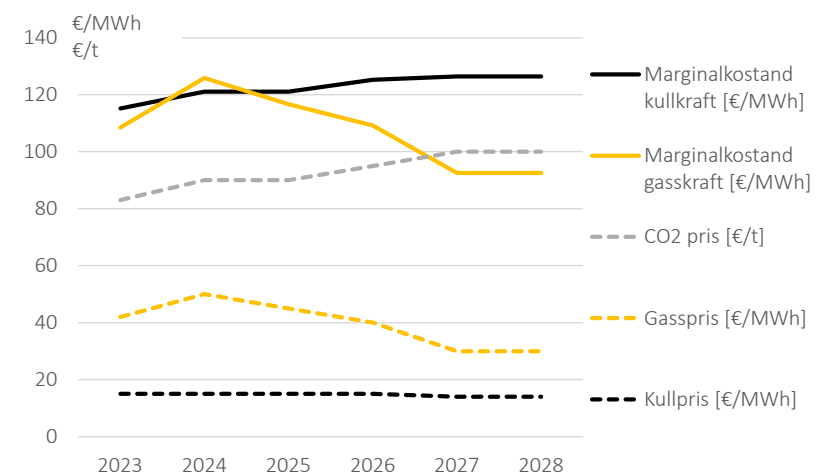
Med dagens brensel- og CO₂-priser er CO₂-komponenten på nesten 2/3 og 1/3 av den totale marginalkostnaden til henholdsvis kull- og gasskraftverk. Vi forventer at denne vil fortsette å øke moderat gjennom KMA-perioden. Med våre basispriser for 2028 vil CO₂-prisens andel ligge på henholdsvis 68 % og 40 % av marginalkostnaden for kull- og gasskraft.

I følge våre simuleringer vil CO₂-prisen utgjøre omtrent 45 % av kraftprisen i Tyskland og 40 % i Norge i 2028.*

Historisk CO₂-pris og prognose



Marginalkostnader og brenselpriser i Basis



*Simuleringene er gjort med å fjerne CO₂-komponenten fra kraftprisen og så sammenligne med kraftprisene i vår Basis.

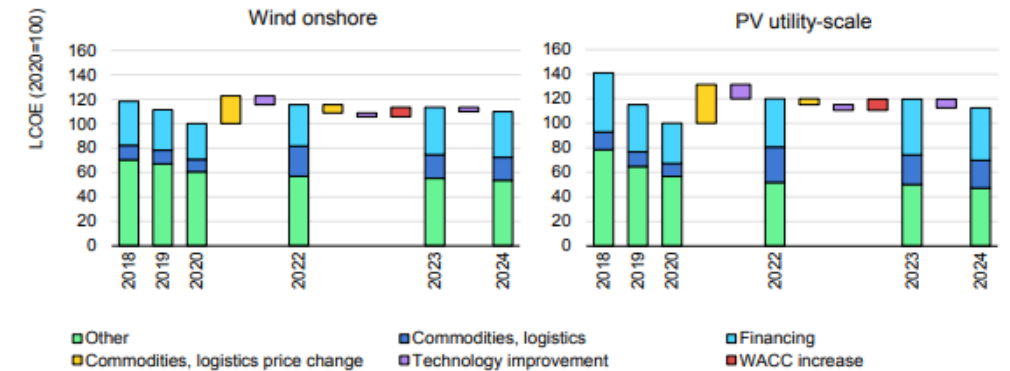
Midlertidig økning i kostnader for fornybar kraftproduksjon

Det har lenge vært en fallende kostnadstrend for å bygge ut fornybar kraftproduksjon. Men de siste par årene har kostnadene økt for både sol- og vindkraft, blant annet drevet av knapphet i leverandørkjeder og høyere råvarepriser. Ut fra eksterne prognoser fra blant annet BNEF og IEA ser det imidlertid ut til at økningen er midlertidig. Fallende råvarepriser, bedre leveranse- og forsyningskjeder, og en fortsatt massiv utbygging av vind- og solkraft globalt som gir teknologiforbedringer, gjør at teknologikostnadene forventes å gå ned de neste årene. Høyere finansieringskostnader pga. økte renter demper reduksjonen i teknologikostnadene noe.

Solkraft er den klart raskest voksende og billigste teknologien å bygge ut, med en LCOE på om lag 40-50 €/MWh. 2022/2023 var første året med en utflating i kostnadene. Teknologikostnadene ventes å falle ytterligere de neste årene, drevet av synkende råvarepriser og utvikling i teknologi, noe som også følger av at komponentene lages på det globale markedet, med Kina som største produsent.

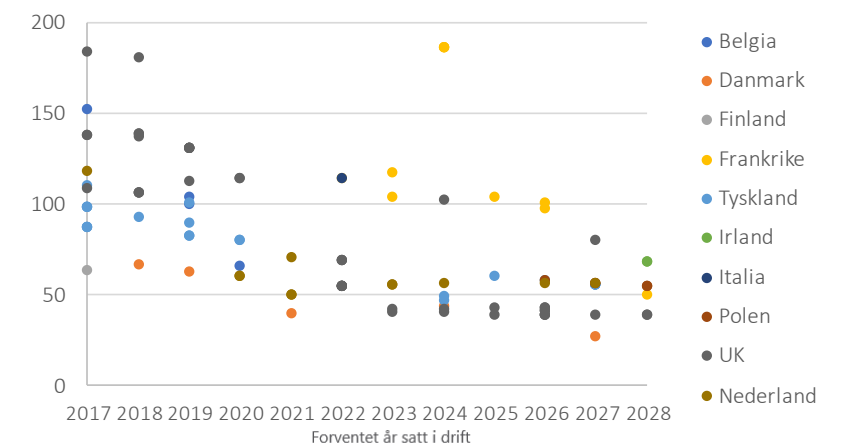
Innen bunnfast havvind er produksjonskapasiteten hos turbinprodusentene god de neste årene. Dette materialiseres allerede delvis i lavere kontraktspriser. Det er fremdeles betydelig kostnadsforskjell i de ulike utbyggingsprosjektene (se nederste figur). Variasjonene skyldes turbinstørrelse, havdybde, valg av teknologisk løsning, tilgang på skip, finansieringskostnader og ikke minst tilknytningskostnad til land. Men vi ser at både utfallsrommet mellom prosjektene blir mindre og at teknologikostnadene presses stadig lavere.

Endring LCOE for sol- og landbasert vindkraft 2018-2024 (indeks-basert)*



IEA. CC BY 4.0.

Utvikling kostnader for bunnfast havvind €/MWh **



*Kilde IEA: Electricity market update (2023) **Basert på data fra BNEF Offshore Wind Outlook (2023)

Rask utbygging av sol- og vindkraft i hele Europa

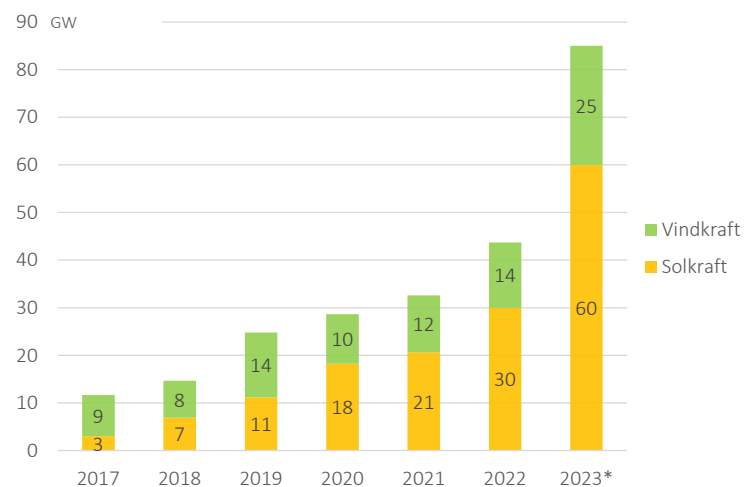
De siste årene har den europeiske utbyggingen av både sol- og vindkraft økt kraftig, og den fortsetter i enda større tempo. Dette til tross for den midlertidige pris- og kostnadsøkningen.

Solkraft står for størstedelen av veksten både i effekt og energi i Europa. I 2022 ble det installert ca. 30 GW med de største volumene i Tyskland og Spania. Første halvår i 2023 er det installert et tilsvarende volum. Veksten er enda større og går raskere enn hva eksterne prognoser antok for et år siden drevet av lavere kostnader, politiske mål og krav, og god tilgang på areal. Vi har derfor lagt inn mer solkraft i årets analyse enn i KMA 2022.

Vind på land har også lave utbyggingskostnader og god lønnsomhet. Det blir fremdeles bygd ut store volum totalt sett, men utbyggingstakten er lavere enn for solkraft. Dette skyldes i hovedsak arealkonflikter og fremover vil derfor en stor andel komme som havvind med økonomiske støtteordninger. Utbyggingen av havvind er mye mer konkretisert, og det er tatt en rekke investeringsbeslutninger rundt Nordsjøen det siste halve året.

Økning i sol- og vindkraft sammen med reduksjon i strømforbruket i Europa det siste året, har gått på bekostning av fossil kraftproduksjon som har hatt en nedgang på ca. 90 TWh i første halvår av 2023 sammenlignet med året før. Denne trenden vil fortsette. I vår basisprognose i området dekket av våre modeller (utenfor Norden), har vi lagt til en økning på ca. 500 TWh ny sol- og vindkraft i kommende femårsperiode.

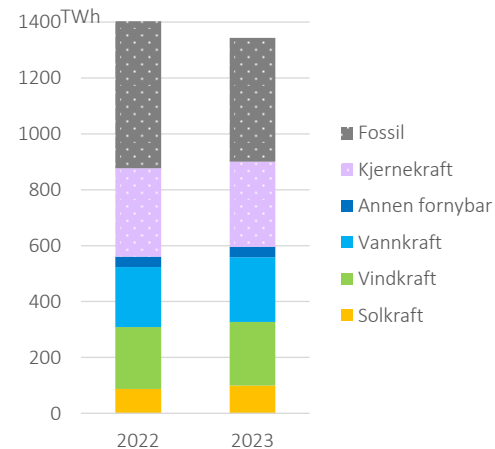
Årlig utbygging av sol & vind i Europa i installert effekt**



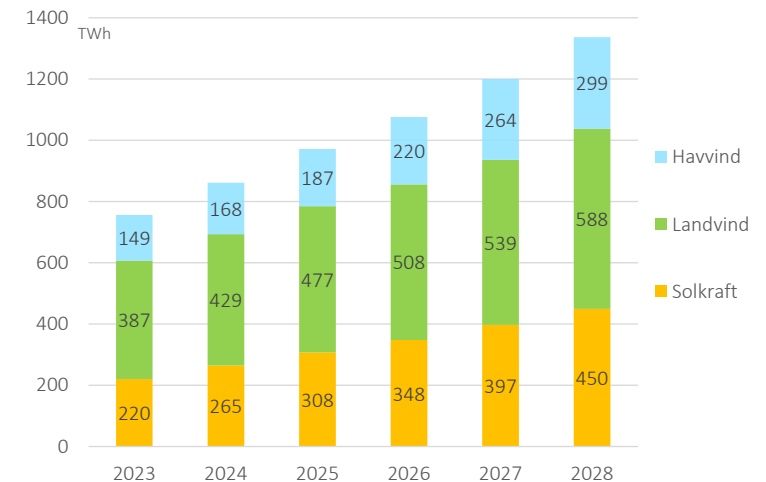
*ekstrapolert fra utbyggingstakten i H1

**Kilde: Fraunhofer ISE

Elektrisitetsproduksjon i Europa 1. halvår



Årlig vind- og solkraftproduksjon i det simulerte området



Simulert område

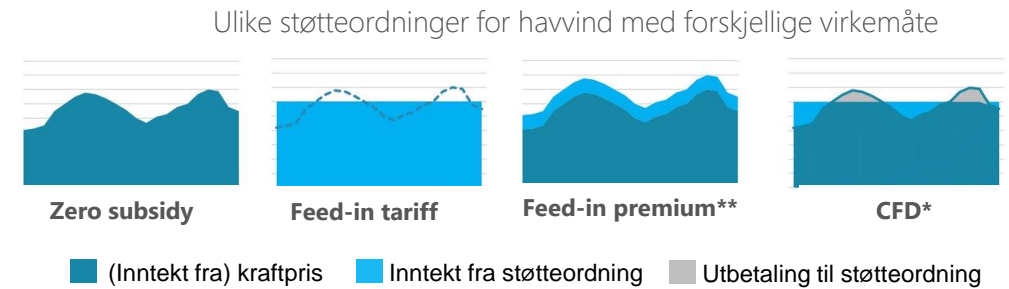


Havvind trenger støtteordninger i mange land

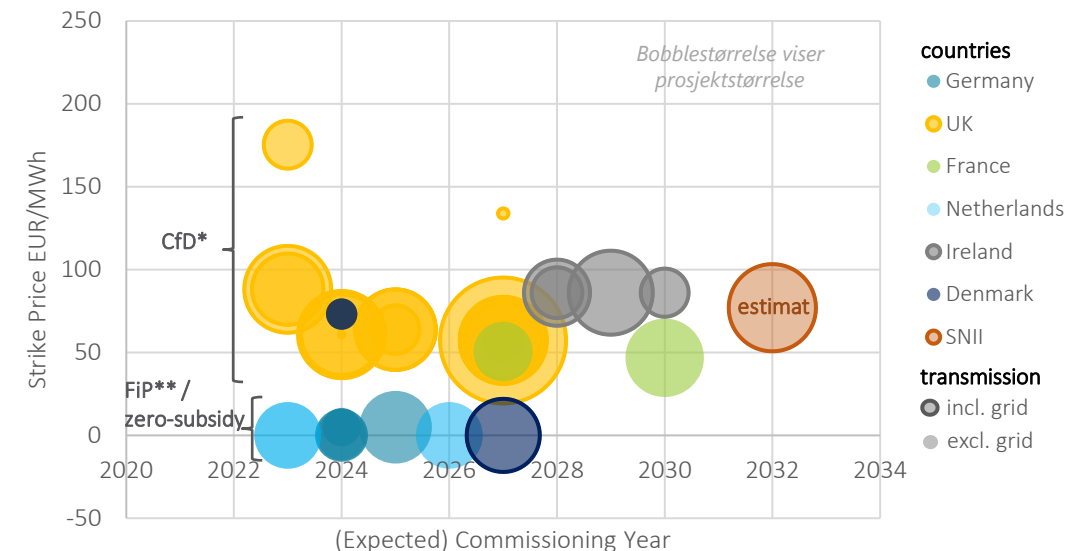
Utbygging av havvind er kostbart og kraftprisen, og forventningene til kraftprisene på lengre sikt, er ikke alene tilstrekkelig for å gi lønnsomhet til å bygge de planlagte volumene. Både land i og utenfor EU legger opp til markedsbasert støtte for at dette skal realiseres. Det er flere ulike støtteordninger for havvindutbygging. De fleste land benytter differansekontrakter (CFD)*, mens noen har feed-in premium** som alternativ til dette. Både virkemåten og effekten av ordningene er ulike.

Med siste tids kostnadsøkninger er bruk av støtteordninger viktig, men trenden er at støttebehovet i modne markeder er lavere. I noen land fremstår havvind lønnsomt med kraftprisen alene. Hovedmekanismen er støtte linket til kraftprisen (se fig), men det er andre varianter også. I blant annet Tyskland og Nederland vil kostnadene for tilknytning til nettet på land dekkes gjennom tariffen og andre støtteordninger. Dette kan utgjøre en vesentlig støtte på mellom 15 og 25 €/MWh. Vi ser at prosjekter her allerede har gjennomført auksjoner med et støttenivå på 0 €/MWh (se nederste figur). Og i den siste tyske auksjon i sommer var det første gang tilbyderne var villig til å betale for rettigheten til å bygge ut (ikke med i figur).

Også i Norge er det lagt opp til støtteordninger for havvind. Første auksjon er høsten 2023 og blir for Sørlege Norsjø II. Her blir det differansekontrakter, der staten gir garantier innen visse grenser, og aktørene dekker nettkostnaden selv. Prosjektet er langt fra land og har dypt vann. I sum gir dette høyere kostnader enn prosjekter lengre sør i Nordsjøen og i UK. Utøvelsesprisen, slik det ligger an nå, er likevel ikke vesentlig høyere enn tidligere prosjekt i andre land.



Støttenivåer for europeiske havvindausjoner (€/MWh)



*CFD: Contract for difference, differansekontrakt dekker differansen mellom markedsprisen og støttenivå (strike price)

** FiP: Feed-in premium, tilleggsbetaling (strike price) pr produsert energimengde som kommer på toppen av inntekter fra markedspris

Zero-subsidy: Ingen støtte (strike price = 0) under driften, men tilrettelegging av områder og nettilknytning er dekket

Mer konkrete planer for europeisk havvind

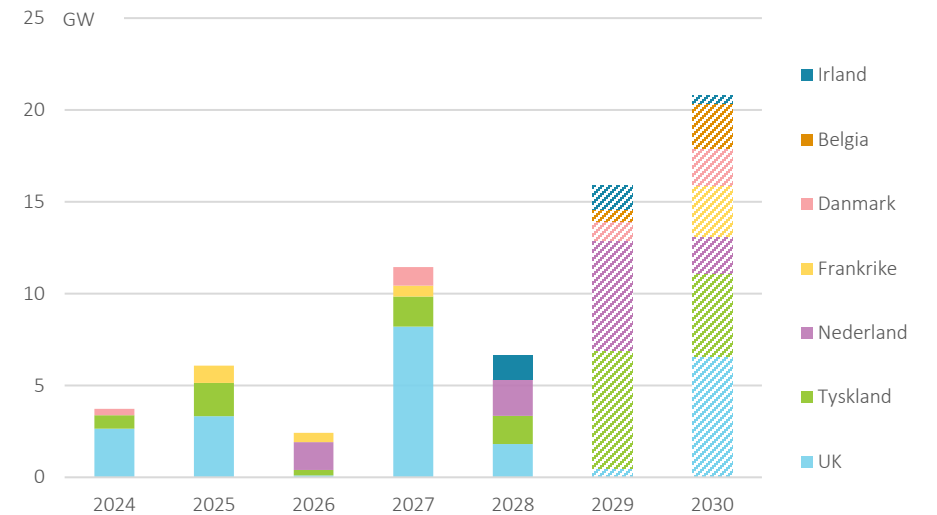
Utbyggingen av europeisk havvind startet like etter år 2000. Siden da er det bygd ca. 30 GW bunnfast havvind og omtrent alt er i landene rundt Nordsjøen. Behovet for mer energi raskt og arealkonfliktene med landvind, gjør at også havvind har blitt et mye større satsningsområde og en mer sentral del av fornybarutbyggingen de siste årene.

Det er satt egne mål for utbygging av havvind i Europa. I EUs Offshorestrategi fra 2020 er målet 60 GW havvind til 2030, fordelt på ulike medlemsland. Utover dette samarbeider landene rundt Nordsjøbassenget tett, og disse har satt egne og mer ambisiøse mål med en samlet havvindkapasitet på 120 GW til 2030.*

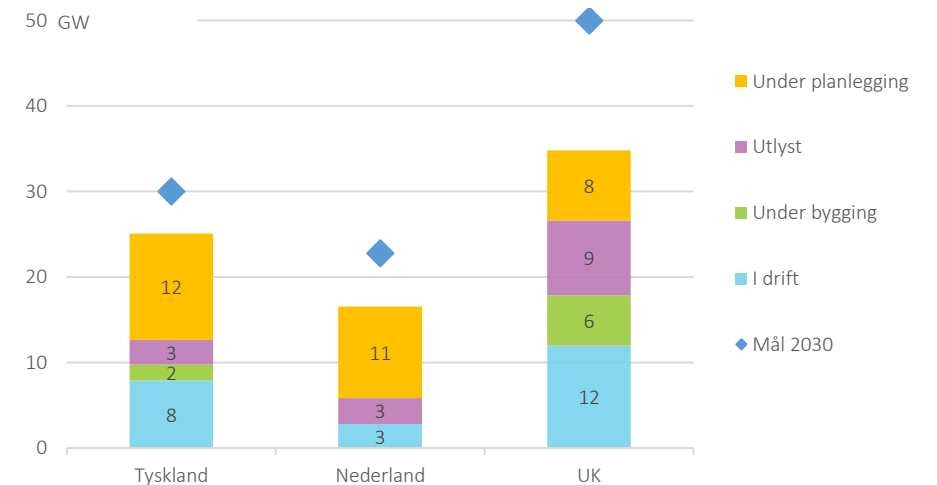
Det er lange ledetider for havvindprosjekter. Både fra myndighetene med definisjon av utlysningssområder, design av støtteordning, auksjonsprosessen og hos utbyggere med planlegging, bygging og testing. Oversikten over prosjekter under planlegging og utbygging, basert på kartlagte auksjoner, gir dermed stor sikkerhet for hva som kommer de neste årene. Totalt utgjør dette en samlet pipeline på omtrent 70 GW økning fra nå til 2030. Til sammen med det som er utbygd blir dette ca. 100 GW. Norge har igangsatt en auksjonsprosess for totalt 3 GW havvind.

Både målene i EUs offshorestrategi og enkelte land vil kunne nås. Men det ligger an til en forsinkelse for 2030-ambisjonen for Nordsjøsamrådet. Det er fortsatt mulig å framskynde prosessen noe, selv om risikoen for at det tar lengre tid er større. De største årlige volumene ser ut til å bli realisert etter KMA-perioden.

Årlig utbygging av havvind basert på kartlagte auksjoner (Q2 2023)**



Pipeline og mål for havvindutbygging i utvalgte land til 2030



* EU har meldt at de vil komme med oppdaterte mål i lys av dette, og EU-kommisjonen oppgir at det vil ligge i spennet 109-112 GW.

**Kilder: Crown Estate Scotland, project listings (2023), Government of Netherlands Offshore Wind Energy (2023), Offshore Windenergie Deutschland (2023), Offshore Windparks Deutschland (2023).

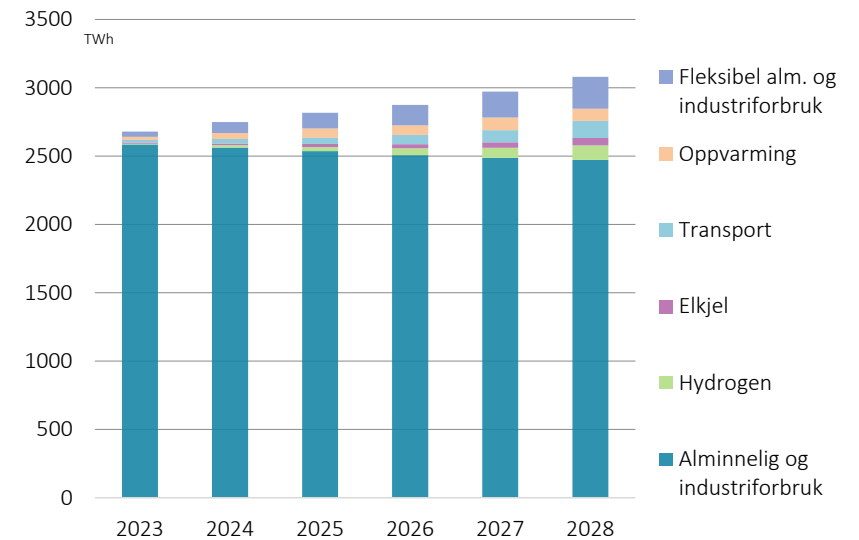
Europeisk kraftforbruk – starten på en langvarig vekstperiode

Kraftforbruket i Europa falt omtrent like mye under energikrisen i 2022 som under pandemien i 2020. Selv om kraftforbruket har tatt seg opp i 2023, har de høye kraftprisene trolig gitt et permanent bortfall av noe av kraftforbruket.

Nedgangen i kraftforbruket er liten i forhold til den økningen som kommer med avkarboniseringen av samfunnet. EUs Fit-for-55 gir både sterke insentiver og lovkrav i alle sektorer, som gir store utslippskutt til 2030. Det europeiske kraftforbruket er i startfasen på en langsiktig vekstfase. Mye av veksten er drevet av elektrifisering og økt forbruk innen transport og oppvarming. Også ny hydrogenproduksjon og økende bruk av elkjel bidrar til veksten. Mer ENØK i bygg drar veksten noe ned. Samtidig vil normaliseringen etter energikrisen også bidra til økt kraftforbruk.

Vi legger til grunn at en økende andel av forbruket blir fleksibelt. Dette gjelder både industri og alminnelig forbruk, samt samspill med varmesektoren. Etter hvert blir også hydrogenproduksjonen mer fleksibel, men de første prosjektene vil trolig ha mindre grad av fleksibilitet.

Utvikling i kraftforbruket Europa* (TWh)



*område definert av

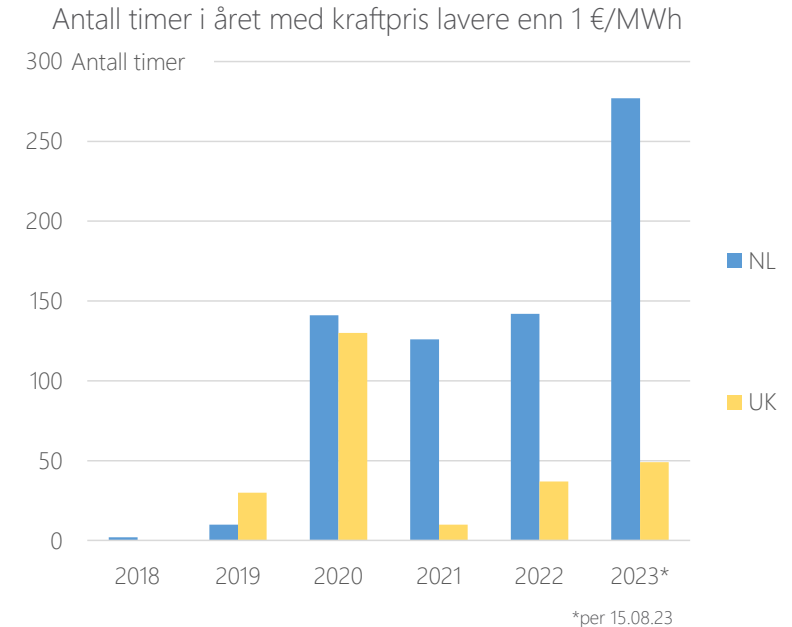


Utbyggingen av fleksibilitet og lagring henger etter

Stadig mer vind- og solkraft i hele det europeiske kraftmarkedet gir en økende andel timer der dette dekker hele forbruket, eller andre produksjonsformer med lave løpende driftskostnader. I disse timene faller dermed kraftprisen ned mot null og tidvis også under null. Både Nederland og Tyskland har satt negativ prisrekord hvor kundene på det meste har fått betalt opp mot 600 €/MWh. Mange sol- og vindkraftprosjekter ser ikke markedsprisen. Faste støtteordninger (feed-in tariff) og andre inntektskilder (opprinnelsesgarantier o.l.) kan gjøre det lønnsomt å produsere selv når kraftprisen er negativ eller nært null.

Så langt i 2023 har det vært priser under 1 €/MWh i 5 % av timene i Nederland, mot 1 % i 2021. Med den videre utbyggingen av vind- og solkraft vil denne trenden forsterke seg kraftig de kommende fem årene. Dette gir etter hvert et stort behov for ulike former for lagring og fleksibilitet som kan ta unna overskudd og samtidig løfte kraftprisene i timer med mye vind og sol. Uten mye mer forbruk og fleksibilitet vil det bli stadig lavere lønnsomhet av en videre utbygging av sol- og vindkraft, og til slutt vil utbyggingen stoppe opp.

Flere timer med lave priser vil øke lønnsomheten av å bygge ut energilagring og fleksibilitet. Som vi forklarer i vår siste langsiktige markedsanalyse, LMA2022, vil trolig fleksibel hydrogenproduksjon, batterier, fleksibel elbillading og fleksibel bruk av el til oppvarming gjennom eks. elkjeler bidra med denne typen fleksibilitet. Utviklingen av fleksibilitet vil imidlertid etter all sannsynlighet gå vesentlig saktere de første årene, enn utbyggingen av vind og solkraft. Dette skyldes umoden teknologi, høye kostnader og andre hindringer.



Nye løsninger for å håndtere den kontinentale effektbalansen

Strammere effektbalanse i timer med lite sol- og vindkraftproduksjon er en sentral utfordring ved den europeiske energiomstillingen. Kombinasjonen av økt forbruk, utfasing av fossil kraftproduksjon og utbygging av store mengder fornybar vil over tid gi effektknapphet i en del timer med mye forbruk og lite vind og sol. Ny regulerbar produksjonskapasitet og annen fleksibilitet er derfor etter hvert nødvendig for å dekke forbruket i disse periodene.

På lengre sikt vil trolig både batterier, fleksibel hydrogenproduksjon og fleksibelt kraftforbruk i varmesektoren bli viktig for å sikre effektbalansen. Topplastverk basert på biogass og hydrogen peker seg også ut som løsninger som kan dekke opp. Det tar imidlertid tid å utvikle den nye fleksibiliteten, og for rene topplastverk er usikker inntjening en ekstra stor utfordring.

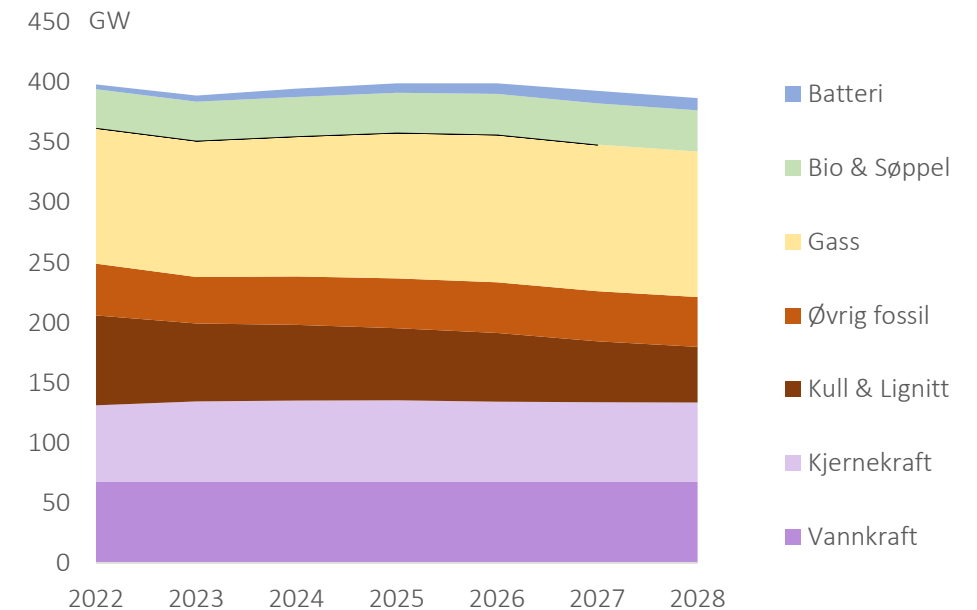
For å løse utfordringen med effektknapphet i timer med lite sol og vind har mange land derfor utviklet et kapasitetsmarked (UK, Frankrike, Belgia, Polen, Italia, Spania, Irland). Andre land, f.eks. Tyskland, har strategiske reserver, men også her kan det bli kapasitetsmarkeder.

De neste fem årene blir effektbalansen noe strammere i basisscenarioet. Det samme rapporteres fra de andre europeiske TSOene. Her trekkes utfordringer med tilgjengeligheten i kjernekraften frem som en risiko, spesielt i Frankrike.*

Energikrisen har imidlertid gitt en kortsiktig forbedring gjennom en delvis forskjøvet utfasing av kullkraft og lavere kraftforbruk. Og selv om denne forbedringen kun er midlertidig, gir den et bidrag i KMA perioden.

Vi legger også til grunn at kapasitetsmarkeder bidrar til mer effekt. Eksempelvis planlegger Tyskland å bygge 24 GW nye hydrogendrevne kraftverk med anbudsstart i 2024. 10 GW skal tildeles allerede innen 2026. Dette kan gi et bidrag på slutten av femårsperioden – og viser at det er en sterk vilje til å sikre effektbalansen både i Tyskland og ellers i Europa.

Installert effekt (GW) av ulike produksjonskilder i Europa 11



Norge – høye priser har gitt lavere forbruk i startåret 2023

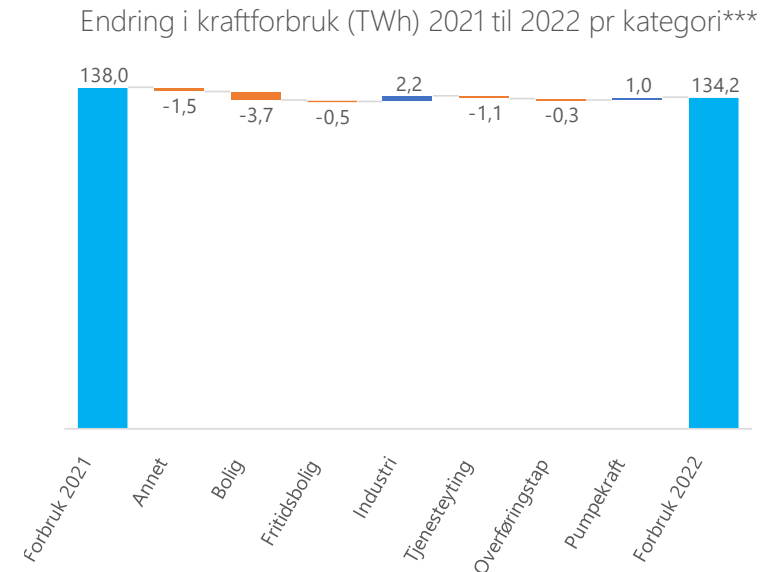
Tall fra Elhub viser at høye kraftpriser gjennom 2022 ga en reduksjon i deler av forbruket i Norge på ca. 7 TWh*, sammenlignet med 2021. Av dette var nedgangen i boliger og fritidsboliger på litt over 4 TWh. Resten var innen tjenesteyting, ulike næringsvirksomheter og i deler av industrien. Samtidig var det en underliggende vekst i industrien som i sum ga en vekst på 2,2 TWh i denne kategorien selv om flere fabrikker stoppet og nedskalerte**. Høye kraftpriser ga i tillegg en økning på 1 TWh i pumpekraftforbruk. Samlet for Norge var nedgangen på 3,8 TWh.

Nedgangen fra 2021 til 2022 var svært ulikt fordelt geografisk. I Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5), hvor kraftprisene var rekordhøye, var det en netto reduksjon på nesten 5 TWh. I Nord og Midt økte forbruket med 1,5 TWh, drevet av ny industri og lavere priser.

Det er usikkert i hvilken grad reduksjonen i det eksisterende forbruket kommer tilbake og hvor fort dette går. Noe av nedgangen var trolig midlertidig. Eksempler på dette var mindre bruk av fritidsboliger og nedstengninger i industrien. Siden det nå er mer normale priser tilsier dette at mye av forbruket kommer tilbake de kommende årene. Samtidig er trolig del av nedgangen varig gjennom blant annet endret adferd og flere investeringer i varmepumper.

Tall fra Elhub tilsier at lavere kraftpriser så langt i 2023 ikke har gitt noen målbar økning tilbake mot gamle nivåer for forbruket som gikk ut fra 2021 til 2022. Det kan bli en viss normalisering utover høsten, men for startåret 2023 har vi et estimert årsforbruk på 137 TWh, inkludert nettap og forbruk i kraftstasjoner (pumpekraft). Dette er 1 TWh høyere enn estimatet fra NVEs siste framskrivning. Årsaken er at vi tar med en viss antatt økning i industri og næring, både som følge av tilknytning av nye prosjekter, og at noe av industrien som koblet ut kommer tilbake. Det målte forbruket for 2023 kan da bli noe lavere enn vårt "normalårsforbruk" for 2023. Variasjoner i industriforbruk og tap i nettet vil også kunne gi avvik mellom normalår og målt forbruk.

Estimatet for 2023 er 4 TWh lavere enn hva vi hadde i prognosen i forrige KMA for 2023. Dette skyldes at vi i forrige KMA la til grunn et normalisert forbruk allerede i startåret. Nå har vi bedre målinger som viser at nedgangen i forbruket i større grad er mer varig.



*Temperaturkorrigert

**Noe nedjustert forbruk på Hydro Karmøy, Husnes og Alcoa Lista. Industriøkningen besto av nye datasenter og økning i eksisterende petroleumsforbruk.

*** Basert på tall fra SSB (pumpekraft inkl. forbruk til kraftanlegg og overføringstap), Elhub (øvrige forbrukskategorier) og temperaturkorrigeringer av disse forbruksdataene fra NVE (graddagsmetoden).

Norge – utsatte prosjekter forskyver forbruksveksten i Basis

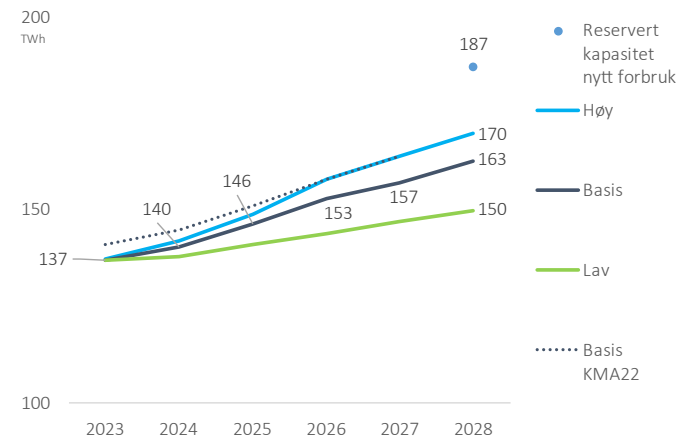
Hovedbildet for forbruksutviklingen er det samme som i vår forrige KMA. Behovet for å kutte utslipp gjennom elektrifisering, og økt industri og næringsvirksomhet, er fortsatt sterke drivere for økt kraftforbruk. Bare så langt i 2023 har Statnett mottatt søknader om tilknytning av 6,8 GW. Det er per nå reservert kapasitet til 6,7 GW (anslagsvis 50 TWh) i dagens nett og nettet som er under bygging de neste fem årene. Samtidig er kraftprisene nå mer normale. I sum tilsier dette at det vil komme inn mye nytt forbruk de neste årene. I tillegg kan mye av den underliggende nedgangen i eksisterende forbruk, fra 2021 til 2022 på 7 TWh, bli reversert og bidra til veksten.

På motsatt side er flere store elektrifiseringsprosjekter innen petroleumssektoren utsatt to til tre år*. For 2027 innebærer dette 6 TWh lavere forbruk sammenlignet med hva som var status ved forrige KMA i denne sektoren. I tillegg ser vi en trend der prosjekter med reservert nettkapasitet ofte nedjusterer det estimerte kraftbehovet etter at dette meldes inn første gang. Forbruksveksten kan også dempes av mer satsing på energieffektivisering.

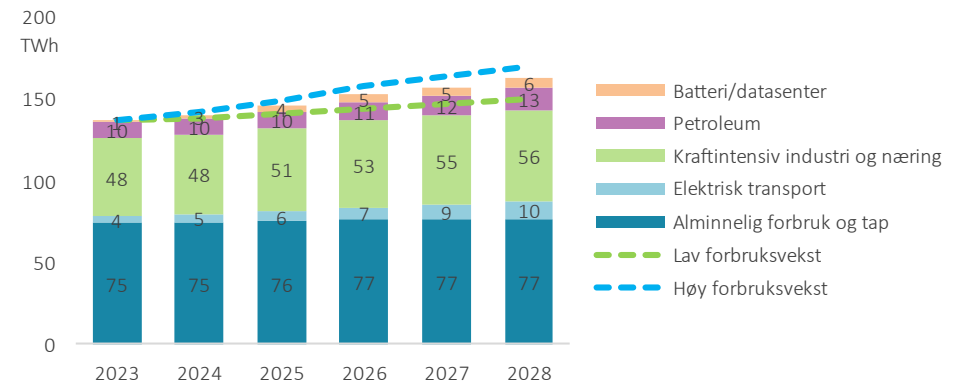
I vår nye basisprognose øker forbruket med 26 TWh til 2028. Det meste av veksten er innen industri og transport. I Basis antar vi også at halvparten av forbruksreduksjonen siden 2021 kommer tilbake. Sammenlignet med forrige KMA er imidlertid veksten i Basis skjøvet ut i tid, i hovedsak som følge av utsatt vekst i petroleumsforbruket. I tillegg er forbruket i startåret 2023 redusert sammenlignet med forrige KMA.

Usikkerheten i forbruksutviklingen for de nærmeste årene har økt, noe vi skisserer ved både å ha en høyere og lavere forbruksbane. I Lav gir utsettelse og justeringer av prosjekter, varige forbruksreduksjoner gjennom konkurser og mer ENØK en vekst til 150 TWh i 2028. I det høye scenarioet har vi lagt inn at veksten er større som følge av at flere av prosjektene i industrien realiseres. Forbruksnivået i 2027 kommer da på samme nivå som Basis KMA22, og øker til 170 TWh i 2028. I Høy har vi om lag halvparten av det reserverte forbruksvolumet** inne i 2028.

Scenario for utvikling i norsk normalårsforbruk (TWh)



Basisprognose for norsk forbruksutvikling fordelt på sektorer



*Melkøya er utsatt til 2030 og er dermed ikke med i KMA-perioden. Videre er Troll C, Oseberg, Kårstø og flere mindre offshoreanlegg utsatt 2-3 år.

**Det er reservert kapasitet til 6,7 GW (anslagsvis 45-55 TWh) i dagens nett og nettet som er under bygging de neste fem årene

Norges energibalanse blir stadig svakere mot 2028

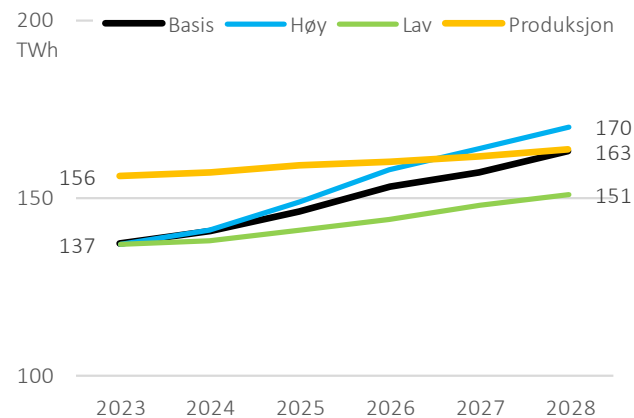
I Norge forventer vi rundt 7 TWh økt produksjon og vår Basis øker fra 156 TWh til 163 TWh i 2028. Veksten er drevet av vannkraft* og solkraft. Vi forventer mer solkraft enn i forrige KMA – 1,2 TWh mer i 2027 – drevet av lavere kostnader, en stadig økende utbyggingstakt og nye politiske målsetninger.

Forbruket vokser mye mer enn produksjonen i alle scenarioer, og dette gir en stadig svakere nasjonal energibalanse de neste fem årene. Utsatte petroleumsprosjekter og samtidig mer solkraft gjør imidlertid at overgangen fra positiv til negativ energibalanse skyves ut i tid, sammenlignet med i KMA22. I Basis går normalårsbalansen for Norge samlet fra rundt 19 TWh overskudd i 2023 til omtrent nøytral balanse i 2028.

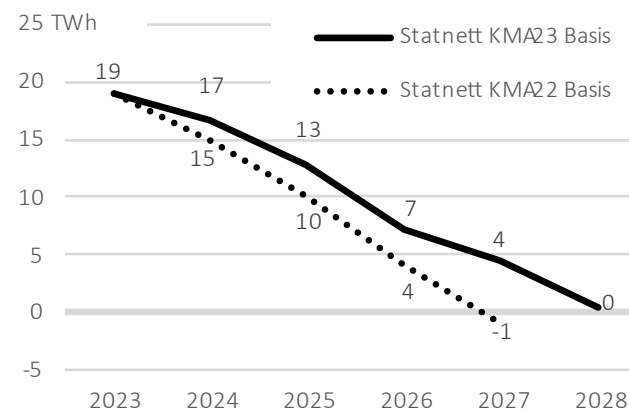
Utbygging av vindkraft på land og til havs tar lang tid. Vi forventer derfor at energibalansen svekkes ytterligere mot 2030. Overgangen fra positiv energibalanse til en negativ energibalanse har moderat effekt på kraftprisene i Norge på kort sikt. Stadig mer vind- og solkraft, og timer med priser rundt null, presser ned prisene også i Norge selv om vi har underskudd på energibalansen.

Det er i dag store forskjeller i de regionale balansene – og de vil utvikle seg ulikt de neste årene. Nord-Norge ser ut til å beholde dagens kraftoverskudd, men blir redusert noe mot slutten av analyseperioden. Midt-Norge har i dag et svakt kraftunderskudd, men dette ligger an til å svekke seg ytterligere med 2 TWh. Den største reduksjonen i energibalansen blir i Sør-Norge – som går fra kraftig overskudd i dag til negativ balanse i 2028. I Midt- og Sør-Norge er det et samlet underskudd på ca. 7 TWh i et normalår.

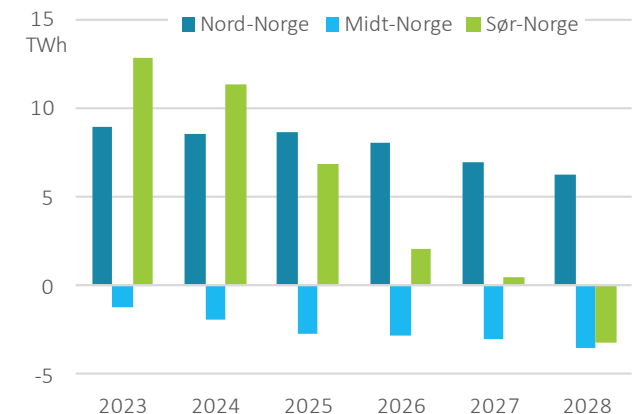
Utvikling i norsk kraftforbruk og produksjon (TWh)



Norsk energibalanse i Basis (TWh)



Regional energibalanse i Norge i Basis (TWh)



*Vi legger til grunn NVEs framskrivning av vannkraftproduksjonen. NVE endret i 2022 tilsigstatistikken og nedjusterte med dette vannkraftproduksjon i et normalår ([kilde](#)). Dette medfører at vi nå legger til grunn lavere vannkraftproduksjon enn i KMA22.

Forbruksveksten avgjør energibalansen sammen med været

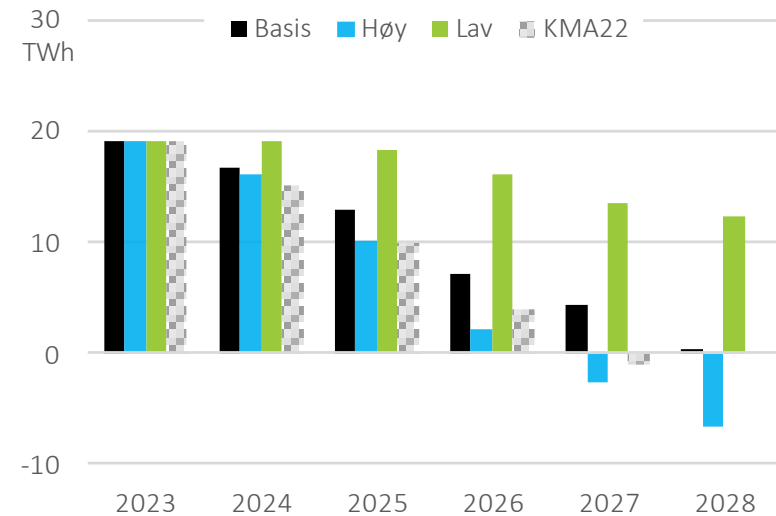
Siden det er lite usikkerhet i produksjonsveksten i Norge de neste fem årene er det utviklingen i kraftforbruket som vil være avgjørende for den norske energibalansen i et normalår. Vi illustrerer usikkerheten i forbruksutviklingen ved å både ha en Høy og Lav forbruksbane.

I vårt Høyscenario for norsk forbruksutvikling, hvor rundt halvparten av forbruksvolumet som har reservert kapasitet i nettet er lagt til, øker forbruket til 170 TWh i 2028. Dette gir en kraftigere forverring av energibalansen mot 2028 enn i Basis, og i et normalår blir underskuddet på 7 TWh i Høy. Motsatt gir vårt lave forbruksscenario en mindre reduksjon i dagens overskudd på energibalansen, som gir et overskudd på energibalansen på rundt 12 TWh i 2028 i Lav.

Dette er i et normalt – gjennomsnittlig - værår. I tillegg vil variasjoner i været gi store forskjeller i tilsiget til vannkraften og i forbruket. Dette innebærer at den faktiske energibalansen kan bli negativ i et tørt år – selv i det lave forbruksscenarioet som har et overskudd på 12 TWh (i et normalår). Variasjonen i årstilsiget siste 30 år har vært på drøyt 60 TWh, fra ca. 90 TWh til om lag 150 TWh.

Utveksling med andre land sikrer at norsk forbruk forsynes i et tørrår i en situasjon med underskudd på den norske energibalansen. Men det vil gi høyere kraftpris i Norge enn i våre naboland. Og med svakere energibalanse kan det bli mer utfordrende å håndtere regionale energiunderskudd.

Utvikling i norsk energibalanse i Basis, Høy og Lav



Norden – forbruket øker mer enn veksten i produksjonen

I de øvrige landene ligger det også an til å bli høy forbruksvekst de nærmeste fem årene. Som ellers i Europa er elektrifisering, datasentre og økt industri viktige årsaker. I tillegg bidrar relativt lave kraftpriser og rikelig tilgang på fornybar kraftproduksjon til den nordiske forbruksveksten.

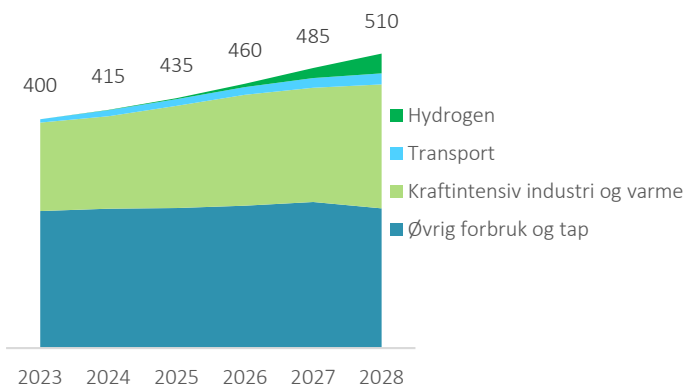
I Basis øker det samlede nordiske normalårsforbruket med 110 TWh på fem år. Dette er en høyere vekst enn i forrige KMA, og skyldes primært høyere ambisjoner for elektrifisering og forbruksplaner i våre naboland. Redusert forbruk i 2023 som følge av høye priser i 2022 bidrar også til økt vekst siden vi forventer at mye av dette kommer tilbake i femårsperioden.

Vi understreker at det er en betydelig usikkerhet om hvor fort forbruket øker også i våre nordiske naboland. Det er imidlertid ingen tvil om at forbruket vil øke mye allerede de første årene.

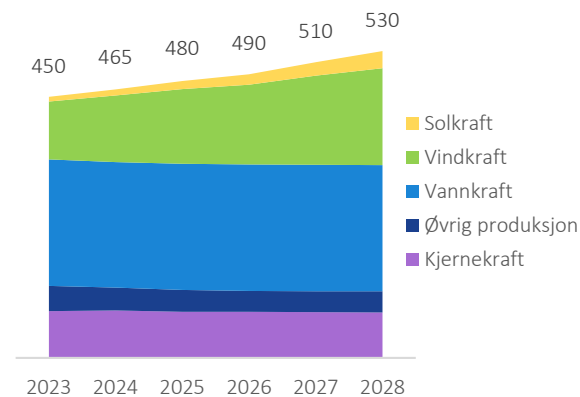
Produksjonen øker primært gjennom utbygging av stadig mer vindkraft i Finland, Danmark og Sverige. Solkraft gir også et bidrag, men gir relativt lite ny energiproduksjon sammenlignet med vindkraft. På samme måte som på kontinentet vil en stadig høyere markedsandel redusere inntjeningen for vind- og solkraft. Dette kan øke behovet for ulike støtteordninger, særlig for havvind. I sum øker produksjonen med 80 TWh i vårt oppdaterte basisscenario.

Overskuddet på den samlede nordiske energibalansen blir mer enn halvert i Basis til 2028, fra rundt 60 TWh i dag til ca. 20 TWh. Nord for Dovre i Norge og Snitt 2 i Sverige holder imidlertid overskuddet seg høyt. Sammen med en balansert utvikling med både mye vindkraft og forbruk i Finland, gir dette lavere priser nord i Norden enn i sør.

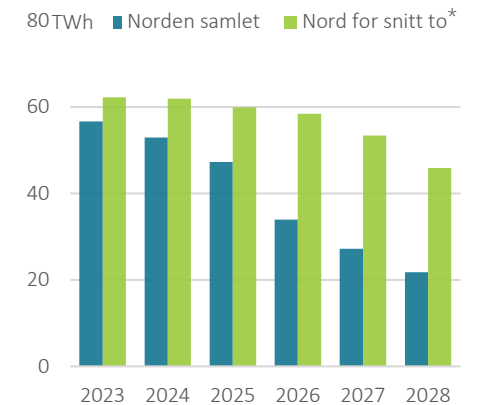
Utvikling i forbruk i Norden (TWh)



Utvikling i produksjon i Norden (TWh)



Utvikling i nordisk kraftbalanse (TWh)



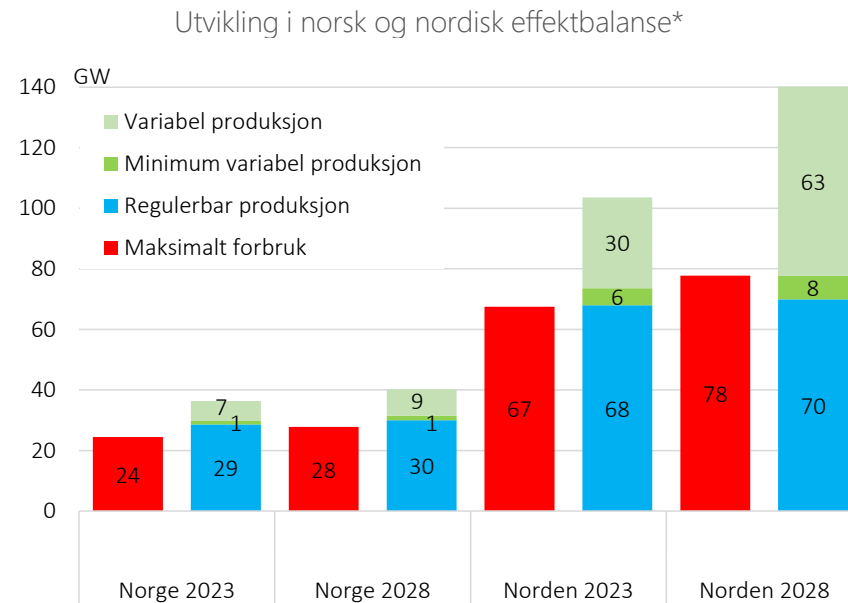
*Kraftbalansen i SE1, SE2, NO3, NO4 samlet

Norsk og nordisk effektbalanse blir mer anstrengt

Mye av forbruket som kommer inn i Norge de neste fem årene er lite fleksibelt. Dermed øker også det maksimale effektbehovet. Samtidig kommer det ikke noe særlig ny regulerbar effekt i vannkraftverkene i denne tidsperioden. Dermed får vi etter hvert en strammere effektbalanse på kalde vinterdager i Norge.

I Norden utenom Norge er det allerede en stram balanse med underskudd på effektbalansen på dager med høyt forbruk og lite vind- og solkraft. Effektbalansen for Norden samlet vil bli strammere frem mot 2028. Økningen i variabel kraftproduksjon mot 2028 vil ikke bedre den samlede effektbalansen, siden den variable produksjonen i liten grad sammenfaller med det maksimale forbruket.

Dette understreker behovet for effektutvidelser i vannkraften og økt fleksibilitet hos forbrukerne.



* Figuren er en skjematisk fremstilling av utviklingen i effektbalansen for Norge og Norden samlet. Maksforbruket er tatt i timen med høyest forbruk for hele området fratrukket forbruk til hydrogenproduksjon. Regulerbarproduksjon er installert effekt fra termiske kraftverk og regulerbar vannkraft. Variabel produksjon er maksproduksjon fra landvind, havvind, sol og småskala vannkraft for hele området samlet. Minimum av variabel produksjon tar timen med lavest samlet produksjon fra variable produksjonskilder i hele området. Verdier for Norge og Norden samlet vil ikke være de samme som summen av verdier for hvert område fordi timen med maksimal forbruk og variabel produksjon ikke nødvendigvis oppstår samtidig i alle inkluderte områder.

Handelskapasiteter i Norge og Norden

Vår simuleringsmodell for Norden, Samnett, har en flytbasert algoritme som tar hensyn til kapasitetsbegrensninger i nettet. God representasjon av disse begrensningene i modellen er viktig for å identifisere flaskehalser i systemet og prisforskjeller som oppstår som følge av disse.

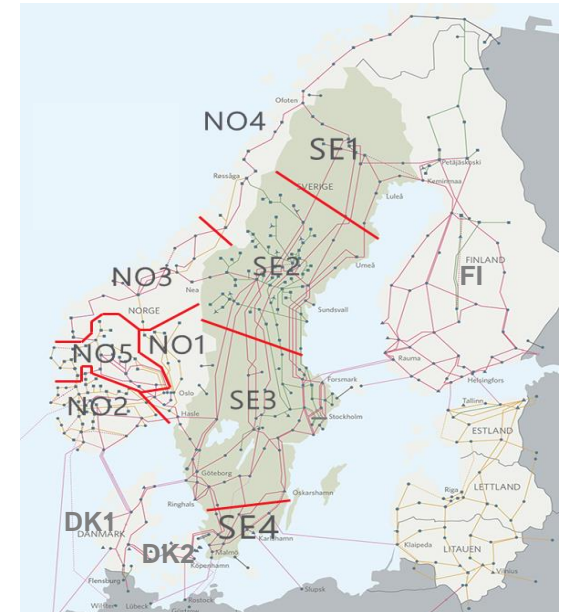
For Norge har vi tatt utgangspunkt i snittkapasitetene som kraftsystemet blir driftet etter i dag for å sette opp disse begrensningene til flybasert algoritmen. Vi tar også hensyn til viktige endringer i nettet, eksempelvis bygging av nye ledninger og redusert tilgjengelighet i revisjonssesongen. I sum har vi lagt inn ca. 80 ulike snittkapasiteter for ulike enkeltledninger og kombinasjoner av ledninger. Kapasitetene er beregnet med de tekniske nettmodellene PSSE og Aristo*, og angir grenser for sikker N-1-drift, med bruk av systemvern der dette er aktuelt.

Norge og Sverige har mye kraftutveksling og et felles masket AC-nett der kraften følger minste motstands vei. Kombinert med stort overskudd nord i Sverige og mange flere svenske ledninger nord-sør, gjør dette at flyt og flaskehalser i Sverige påvirker Norge. Vi har derfor sammen med Svenska Kraftnet (SvKK) oppdatert databeskrivelsene for topologien i det norsk-svenske nettet som vi bruker i våre modellsimuleringer. Vi har lagt inn reelle snittbegrensninger i det svenske nettet, og også tatt hensyn til viktige ledninger som er planlagt ferdig i KMA-perioden. I Norge er oppgraderingen mellom Aurland og Sogndal et eksempel som vil ha vesentlig betydning.

Danmark og Finland er elektrisk mindre tett knyttet til Norge, som gjør at flyt og flaskehalser der i mindre grad påvirker flyten i Norge. I kartfiguren har vi vist det nordiske synkrområdet med tilhørende områdeinndeling. Videre er tilsvarende algoritme som i våre modeller - flytbasert markedskobling - planlagt innført i kraftmarkedet i 2024. Den vil i mange tilfeller føre til at mer kapasitet er tilgjengelig der det er størst behov og bidra til en høyere faktisk utnyttelse av nettet.

For å få en viss representasjon av kapasiteten når det er revisjoner og utkoblinger på grunn av nettutbygging - har vi lagt på en profil som trekker kapasiteten noe ned i tillegg, spesielt på sommeren. Når vi simulerer med disse snittene og flytbasert i Samnett får vi i sum likevel en noe høyere utnyttelse av nettet enn hva vi har observert historisk. Noe av dette skyldes at vi ikke klarer å representere begrensningene som oppstår når det er revisjoner fullt ut. Samtidig forventer vi at det skal bli økt utnyttelse når vi nå innfører flytbasert markedskobling i Norden.

Områdeinndeling i Norden



*Samnett har også nettmodell med den samme fulle topologibeskrivelsen av nettet som i PSSE/Aristo, som beregner lastflyten i alle ledninger. Dette er basert på de fysiske lovene for strøm og spenning time for time. Men vi må beregne kapasiteter i PSSE og Aristo for dagens- og fremtidig nett-topologi.



Del 2: Kraftpris, prisforskjeller og konsekvenser for lønnsomheten til ulike aktører

I denne delen viser vi hvordan det fysiske kraftsystemet spiller sammen i våre modellsimuleringer. Vi presenterer kraftpriser og prisforskjeller. Dette bidrar til å forstå de markedsmessige sammenhengene. Videre er priser og prisforskjeller en viktig indikator på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nett.

Europeiske kraftpriser – fallende trend, stort utfallsrom

Mer vind- og solkraft er hovedårsaken til fallende europeiske kraftpriser til 2028

I Basis går de simulerte kraftprisene, som snitt over året for alle simulerte værår, ned fra rundt 110-120 €/MWh i 2024 til rundt 70-80 €/MWh på kontinentet og i UK. Nedgangen skyldes i all hovedsak en stadig større andel vind- og solkraft.

Høyere CO₂-priser utligner mye av effekten av lavere gasspriser i Basis til 2028.

Marginalkostnadene for gasskraft, og dermed også kraftprisene i timer der gasskraft setter prisen, reduseres derfor i liten grad til 2028. For kullkraftverkene øker marginalkostnadene i Basis, og da øker kraftprisen i timene der disse er prissettende.

Når snittprisene likevel faller så skyldes dette at mer vind- og solkraft gir stadig færre timer der de dyreste kull- og gasskraftverkene må brukes for å dekke forbruket. Samtidig blir det flere timer der prisene settes av kraftverk med vesentlig lavere løpende driftskostnader – som solkraft, vindkraft, kjernekraft og kombinerte kraftvarmeverk der kraftproduksjonen er mer et biprodukt av varmeproduksjonen. Vi får også timer der ulike typer fleksibilitet, som elkjeler, setter prisene. Alt dette reduserer de gjennomsnittlige kraftprisene.

Prisene i Basis er mye lavere de første årene enn i forrige KMA, drevet av fallet i gassprisene det siste halvåret. Snittprisene i 2027 er omtrent som i vår siste analyse, men med lavere volatilitet.

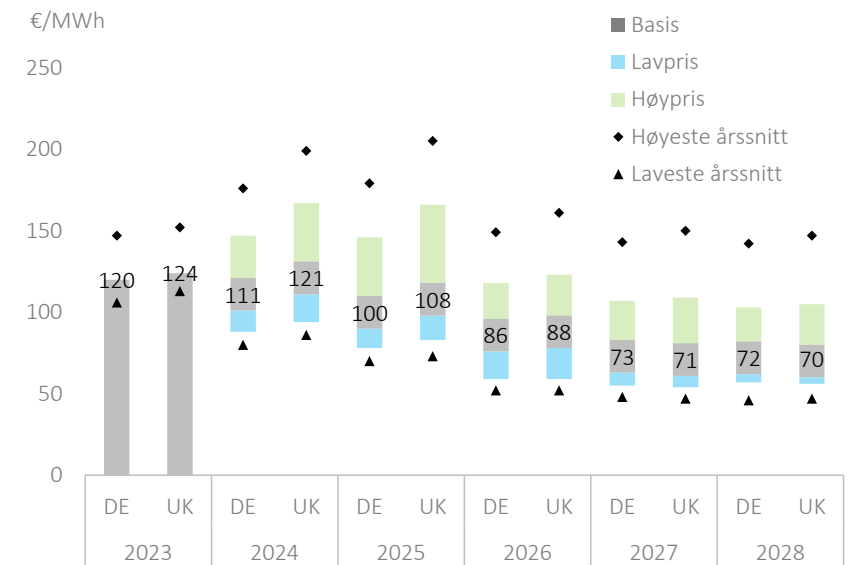
Priser på gass, CO₂ og lengre værtrender gir et stort utfallsrom i årsprisene

Usikkerheten i gassprisene gir et særlig stort utfallsrom for kraftprisene de neste par årene.

Kulde og høy etterspørsel både i Asia og Europa samtidig kan gi høyere gass- og kraftpriser i Europa, og motsatt. I tillegg vil utviklingen i CO₂-prisene også spille inn.

I tillegg til å påvirke gassprisen gir været også et stort utfallsrom ved å påvirke både vind- og solkraft, og kraftforbruk. Som figuren viser er det derfor et stort utfallsrom mellom væråret i vår database som gir høyest gjennomsnittlig kraftpris over året i det høye scenarioet, og motsatt. Dette er særlig tydelig de første årene da gassprisen i høyprisscenarioet er høyest. I tillegg kan prisene over kortere tidsrom variere mye mer enn dette.

Simulert kraftpris i Tyskland og UK, årlig snitt over 29 værår



Vind- og solkraft gir mye nullpriser i Europa

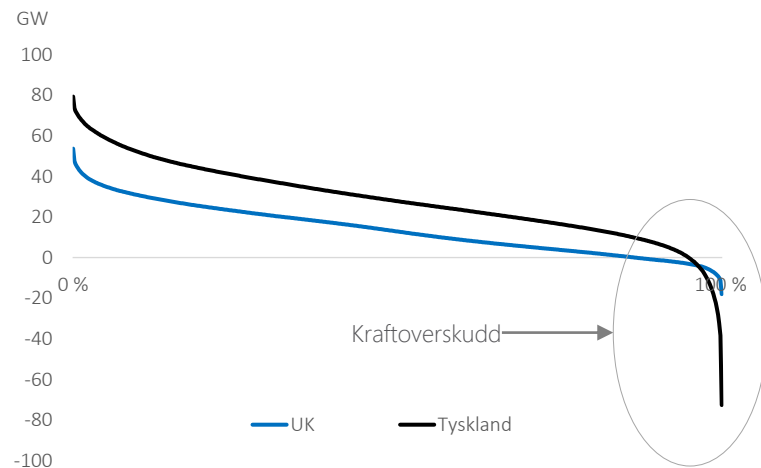
I Basis legger vi til grunn en mye raskere europeisk vekst i vind- og solkraftproduksjonen de neste 5 årene, enn i forbruk og fleksibilitet som kan utnytte overskudd og lave priser. I våre simuleringer gir dette stadig flere timer med kraftpriser ned mot null utover i perioden. Vi har også tidvis et betydelig overskudd av energi fra sol- og vindkraft som da går til spille.

En høy andel timer med lave priser senker oppnådd kraftpris for vind- og solkraft, og reduserer lønnsomheten av disse teknologiene. Våre simuleringer tyder på at i de landene som bygger fornybar kapasitet raskest de neste fem årene, blir videre fornybarutbygging ikke lønnsomt kun basert på kraftsalg alene (se tabell). Her vil imidlertid langsiktige kontrakter og utsikter til en vesentlig større utbygging av fleksibilitet lengre ut i tid bedre lønnsomheten. I tillegg bidrar ulike former for støtteordninger til fortsatt vekst av fornybar kraftproduksjon.

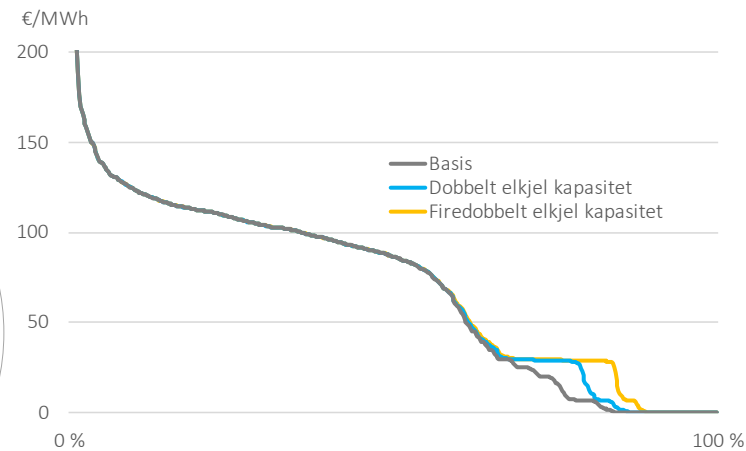
Med større vekst i forbruk og fleksibilitet utover på 2030 tallet forventer vi mindre nullpriser og økt lønnsomhet, som vi forklarer mer i vår siste langsiktige markedsanalyse, LMA2022. Samtidig vil det sannsynligvis aldri bli lønnsomt å bygge ut så mye fleksibilitet at alle nullpriser forsvinner. Dette skyldes både at det vil kreve enorme volumer ny fleksibilitet, og fordi færre timer med lave priser etter hvert reduserer lønnsomheten av å investere i denne fleksibiliteten.

Simuleringene i midten viser at selv med dobbel og firedobbel kapasitet på elkjeler, blir det fortsatt mange nullpriser. Dette illustrerer at det skal svært mye til for å heve prisene over null i timene med mest vind- og solkraft – og at man må akseptere at noe energi går til spille.

Simulert residualforbruk i 2028, 29 værår



Varighetskurve for tysk kraftpris i 2028



Estimert profit €/MWh (oppnådd kraftpris fratrukket LCOE)

Teknologi	Land	Basis					
		2023	2024	2025	2026	2027	2028
PV	Tyskland	30	19	12	0	-11	-12
	Italia	48	44	32	18	8	5
	UK	55	57	44	27	11	11
Havvind	Tyskland	31	26	19	7	-4	-4
	Nederland	41	40	32	20	7	6
	UK	45	41	28	6	-9	-9
Landvind	Tyskland	59	56	51	39	28	28
	Italia	70	78	72	61	52	53
	Nederland	53	52	48	36	24	25
	Polen	55	63	63	64	63	60
	UK	66	64	55	35	21	23

Fornybarvekst, økt forbruk og mer fleksibilitet - en helhet

Selv om utviklingen av fleksibilitet og forbruksvekst sannsynligvis vil henge etter utbyggingen av sol- og vindkraft de neste årene, forventer vi betydelig vekst av begge sektorer også. Dette er et generelt poeng for hele Europa. For å illustrere dette, holder vi veksten innen fornybar kapasitet uendret fra Basis, og viser en sensitivitetsanalyse med to scenarier:

1. Halvert vekst av fleksibilitet og forbruk.
2. Null vekst i fleksibilitet eller forbruk.

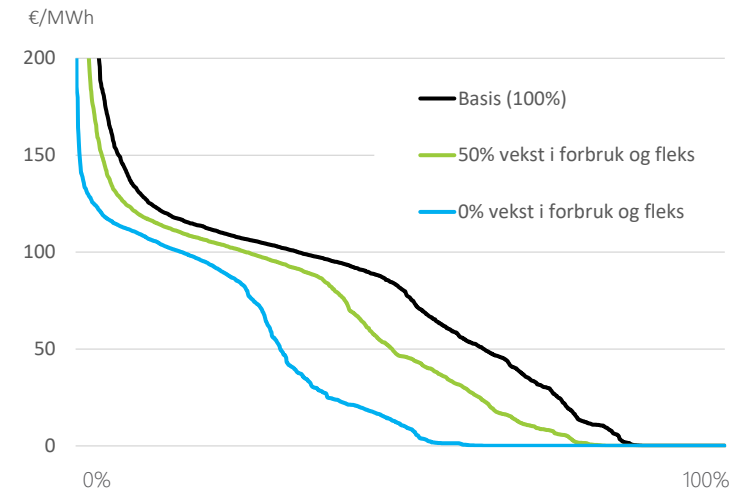
Fleksibilitet i denne konteksten inkluderer stasjonære batterilagringssystemer, hydrogenproduksjon, smart elbillading, elkjeler og fleksibelt forbruk.

Den øverste figuren indikerer at uten økning i fleksibilitet og forbruk vil overskuddet av fornybar energiproduksjon føre til lengre perioder med nullpriser. Frekvensen av slike nullpriser øker dramatisk i scenarioet uten vekst i fleksibilitet og forbruk. Den nederste figuren illustrerer hvordan økningen i forbruk og fleksibilitet påvirker den simulerte inntekten for produsenter av fornybar energi.

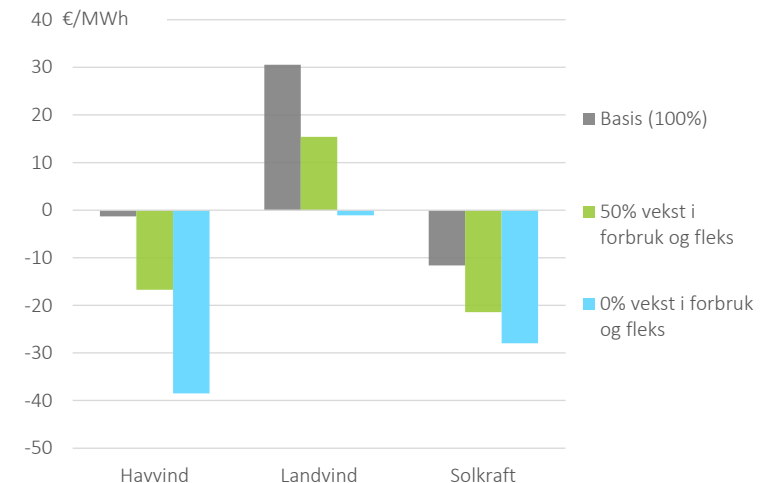
Vi antar en akselerert vekst innen forbruk og fleksibilitet etter 2030. Dette vil føre til at produsenter av fornybar energi sannsynligvis vil oppnå høyere markedspriser gjennom hele kraftverkens levetid. Likevel må det være en viss balanse i utviklingen av sol- og vindkraft på den ene siden og forbruk og fleksibilitet på den andre siden, også på kort sikt.

Uten noen økning i forbruk og fleksibilitet de neste fem årene, ville utviklingen innen fornybar energi sannsynligvis vært langt mer moderat. Land som Tyskland har allerede implementert ulike subsidieordninger for å kompensere for den langsommere veksten i forbruk og fleksibilitet på kort sikt. Dette sikrer en stabil utbygging av fornybare energikilder de neste årene.

Varighetskurve for simulert Tysk kraftpris i 2028



Simulert inntjening €/MWh i Tyskland i 2028 (oppnådd kraftpris mot LCOE)

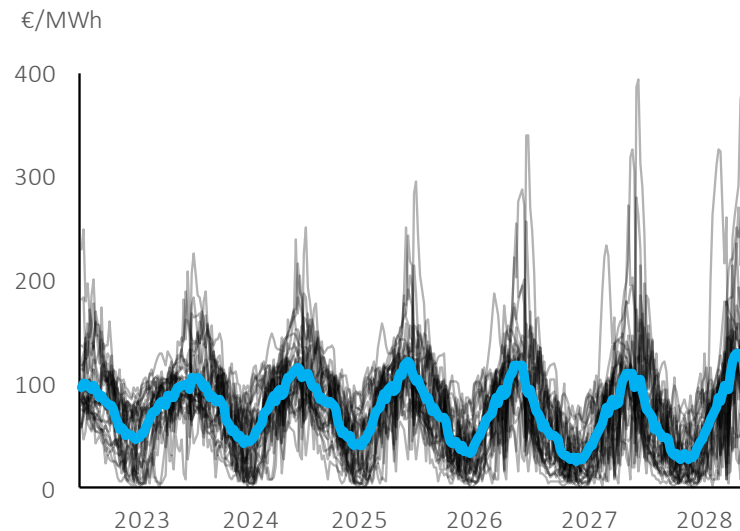


Betydelig utfallsrom for norsk kraftpris – vær og marked

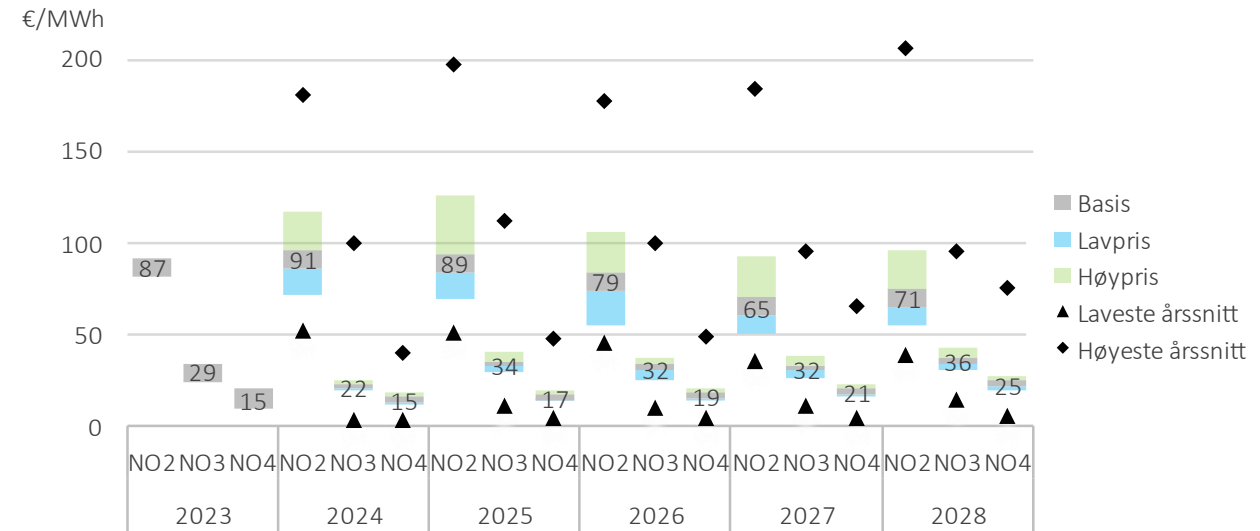
Det samlede utfallsrommet for norske kraftpriser er drevet både av prisene på kull, gass og CO₂ samt variasjonene i været, dvs. variasjon i vind og solkraft – og variasjonene i nedbør. Som figurene under viser er utfallsrommet for kraftprisen drevet av været større enn utfallsrommet gitt av våre markedsscenarioer, Høypris og Lavpris. Kombinerer vi utfallsrommet for marked og vær gir det et betydelig utfallsrom for kraftpris, opp mot 150 €/MWh i forskjell mellom det året med lavest og høyest simulert pris.

I enkelttimer og kortere perioder kan det bli høyere pristopper både i sør og nord – og lavere prisbunner med priser ned mot null. Dette vil typisk være i timer med mye vindkraft, eller i perioder med høyt tilsig og mye uregulert vannkraft. Dette er ikke tatt hensyn til i figurene.

Simulert ukentlig snittpris i Basis i NO1 mot 2028*, med utfallsrom for vær



Simulert årlig snittpris mot 2028, med utfallsrom for marked- og værussikkerhet



*Årene er modellert separat

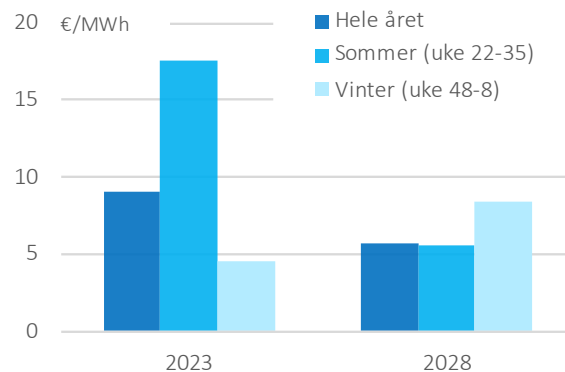
Tidvis stor prisforskjell mellom NO1/NO5 og NO2

Sommeren 2023 har det vært en betydelig prisforskjell mellom NO2 og NO1/NO5. Den timevise prisforskjellen i sommer har i snitt vært ca. 30 €/MWh. Når vi simulerer vårt 2023 datasett får vi at den gjennomsnittlige prisforskjellen om sommeren, som snitt av alle 29 simulerte værår, er i underkant av 20€/MWh. Utfallsrommet er imidlertid svært stort, fra i overkant av 40 €/MWh til nesten null. Årsaken til prisforskjellene er fysiske flaskehalsar inn til NO2 som forsterkes om sommeren som følge av økt tilsig og midlertidig lavere nettkapasitet som følge av vedlikehold m.m. Om vinteren er prisforskjellen langt mindre, og som regel motsatt vei med høyest pris i NO1. Snittprisene over året i NO2 er imidlertid rundt 10 €/MWh høyere enn i NO1/NO5 de første par årene.

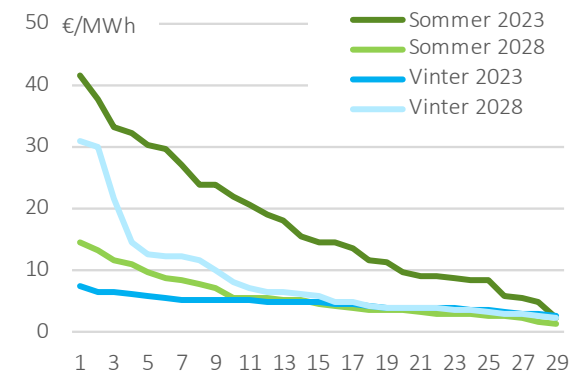
Mot 2028 går den gjennomsnittlige prisforskjellen time for time betydelig ned og reduseres til i snitt kun 5 €/MWh. Det samme gjelder forskjellen i gjennomsnittlig pris. I 2028 er snittprisene nesten helt like. Det er fortsatt flaskehals inn til NO2 i så å si alle år på sommeren, men prisforskjellene er langt mindre. I tillegg er prisforskjellen motsatt vei på vinteren høyere. Den viktigste grunnen til nedgangen i prisforskjellene er lavere europeiske priser. Dette reduserer prisforskjellene mellom NO2 og NO1/NO5 mye. Økt forbruk i NO1 og NO5 og redusert overskudd på energibalansen i Norden samlet, bidrar også til å redusere overføringsbehovet inn til NO2 om sommeren. Forbruksveksten gir imidlertid høyere priser i NO1 og NO5 enn i NO2 på vinteren når det er høyt effektforbruk – særlig i år med lavt tilsig.

Implementering av flytbasert markedskobling* vil bidra til å redusere flaskehalsene begge veier. Og på lengre sikt reduseres forskjellene ytterligere når nettet forsterkes både mellom NO2 og NO5 og mellom NO2 og NO1.

Simulert gjennomsnittlig absolutt prisforskjell, snitt av alle værår



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell per værår



*Vi simulerer alle år med markeds- og nettmodellen Samnett som har flytbasert markedskobling.

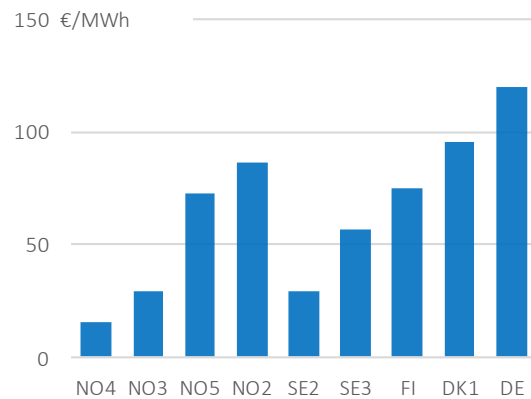
Norden – mye vindkraft presser prisene ned

I likhet med i Norge har kraftprisene i de øvrige nordiske landene vært vesentlig høyere i sør enn i nord de siste par årene. I Basis blir de simulerte prisene gjennomgående lavere til 2028, både sør i Sverige, Danmark og Finland. Årsaken er som ellers i Europa at en større markedsandel for vind- og solkraft gir flere timer der prisene settes av kraftverk med lave driftskostnader.

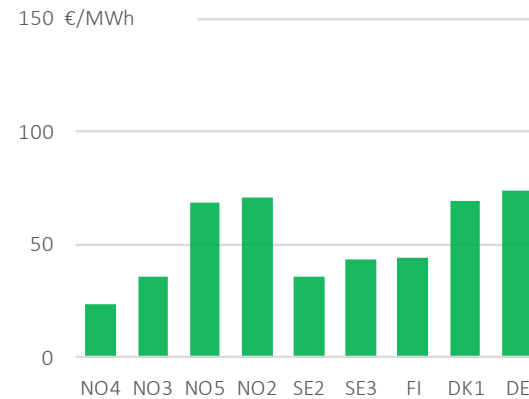
Nord i Sverige blir prisene noe høyere i Basis, delvis drevet av mer nettkapasitet nord-sør i Sverige og mer forbruk i nord. Fortsatt høy vekst i vindkraftproduksjonen gir imidlertid lavere snittpriser enn i sør også i 2028.

I Finland har vi i Basis 38 TWh vekst i vind- og solkraft og 30 TWh vekst i forbruket. Likevel er det ikke tilsvarende forbedring av den finske energibalansen. Relativt lite overføringskapasitet til andre land og stor grad av samvariasjon mellom finsk og svensk vindkraftproduksjon, gjør det vanskelig å få noe større nettoeksport. I våre simuleringer oppstår dermed heller balansen ved at vindkraften presser prisene helt ned til et nivå der lokal produksjon, fra finsk kjernekraft og kraftvarmeverk med lave marginalkostnader, reduserer sin produksjon som respons på de lave prisene. Samtidig blir det høye finske priser i timer med høyt forbruk og lite vind, som følge av forbruksveksten og en tilhørende strammere effektbalanse. I sum gir dette langt mer volatile priser i 2028 enn historisk i perioden før 2020, samtidig som de er langt mindre volatile enn i 2023.

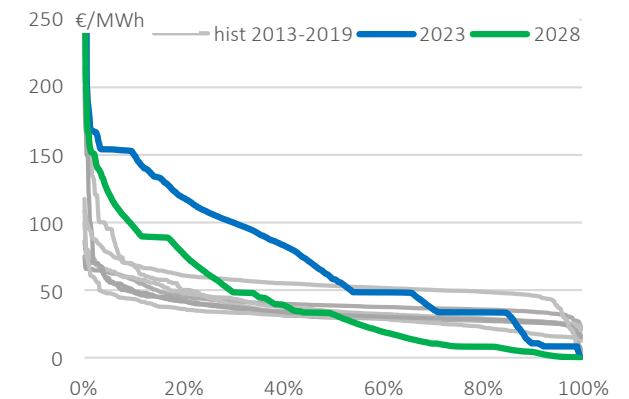
Simulert årlig snittpris i 2023



Simulert årlig snittpris i 2028



Varighetskurve for finsk kraftpris

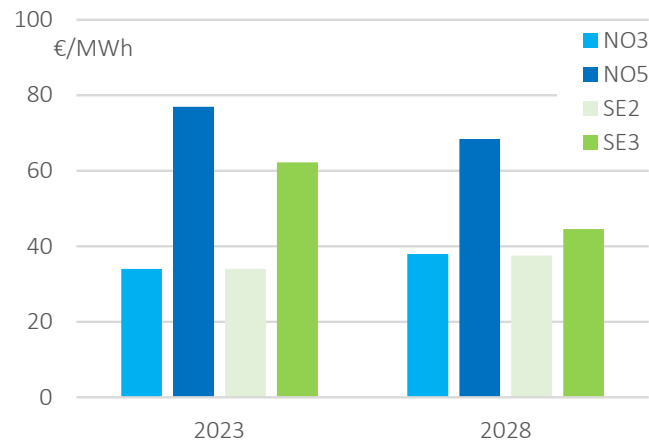


Flaskehals gir fortsatt prisforskjell nord-sør i Norden

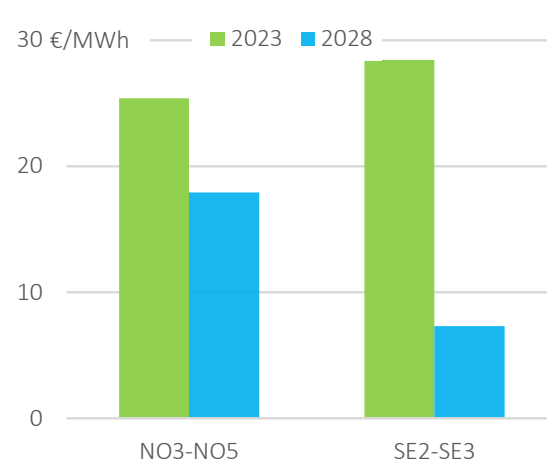
De siste årene har vært preget av ekstreme prisforskjeller mellom nord og sør både i Norge og Sverige. Årsaken er flere fysiske flaskehals nord-sør, drevet av et stort overskudd på den samlede energibalansen nord for Dovre i Norge og snitt to i Sverige. Og at den samlede overføringskapasiteten nord-sør er for lav i forhold til overføringsbehovet gitt av dette store overskuddet. De siste to årene har høye gass- og kullpriser forsterket prisforskjellene gitt av de fysiske flaskehalsene i nettet.

Energibalansen i nord er ventet å bli svakere i tråd med økningen i kraftkrevende industri, drevet av de lave strømprisene og behovet for å kutte utslipp. Reduserte brenselpriser og lavere europeisk kraftpris har ført til reduserte priser i sør. Sammen med en noe økt overføringskapasitet nord-sør i Sverige er dette med på å gi redusert prisforskjell mellom nord og sør både i Norge og Sverige frem mot 2028. Det er imidlertid en gjenværende flaskehals også i 2028, men nå med en mer normal prisforskjell. Dette er på nivå med hva analysene våre viste før vi fikk den voldsomme prisoppgangen i sør. Stor forbruksvekst er ventet i Nord-Sverige på sikt, men noe etter analyseperioden på fem år. Dette vil redusere prisforskjellen ytterligere.

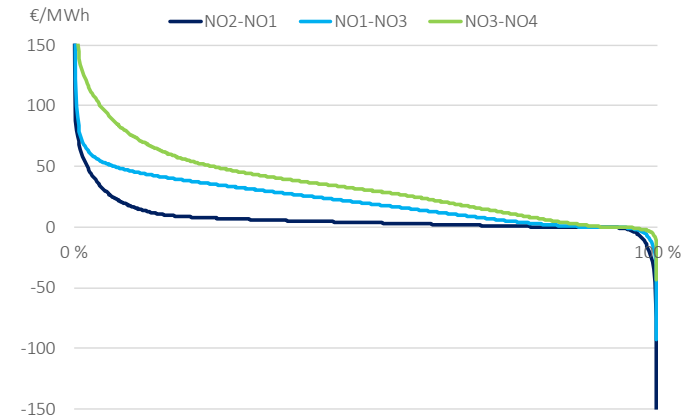
Simulert årlig snittpris nord og sør i Norge og Sverige



Simulert absolutt gjennomsnittlig prisforskjell



Varighetskurve for simulert prisforskjell time for time, 2028, 29 værår



Energibalansene påvirker snittpriser og prisforskjeller

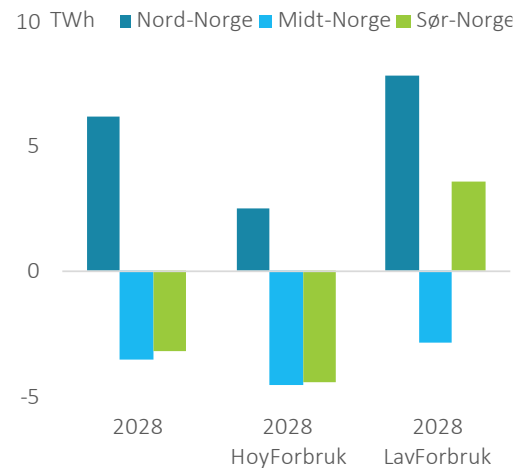
Energibalansen i Norge samlet og regionalt har relativt stor betydning for norsk kraftpris. Vi har her simulert vårt høy- og lavscenario for norsk forbruksutvikling, med samme kraftproduksjon som i Basis.

I Høy blir flere prosjekt realisert, særlig i nord hvor lave kraftpriser gir høye insentiv til forbruksvekst. I sum har Norge et underskudd på energibalansen på rundt -7 TWh i dette scenarioet*. I NO4 har vi i dette scenarioet lagt til grunn rundt 4 TWh høyere forbruk enn i Basis, noe som gir rundt 10 €/MWh høyere kraftpriser enn i Basis.

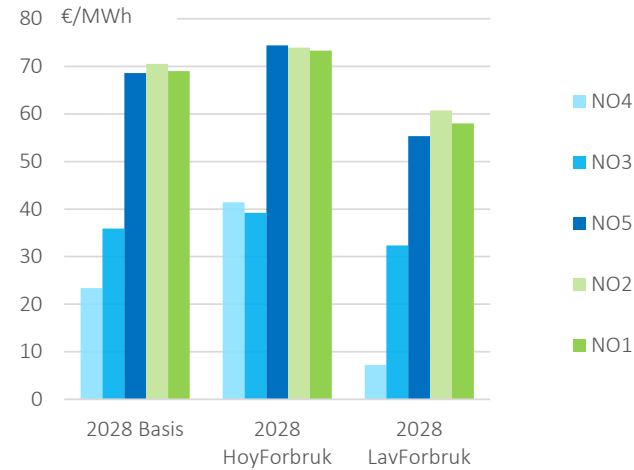
I Lav norsk forbruksutvikling gir utsettelse og konkurser varige forbruksreduksjoner. Med samme kraftproduksjon som i Basis gir dette et overskudd på norsk energibalanse på rundt 12 TWh. Snittprisene presses ned som følge av en forbedring av energibalansen. Snittprisene i nord er særlig sensitive for et større overskudd, der en styrking av energibalansen på rundt 1,5 TWh i NO4 gir mer enn en halvering av snittprisen til rundt 12 €/MWh.

Ulike energibalanser påvirker også de timevise prisforskjellene. Forskjellen time for time er betydelig større enn forskjellen i gjennomsnittspris. Dette henger sammen med at det kan være periodevise store prisforskjeller, drevet av ulik fornybarproduksjon, selv om kraftprisene i snitt gjennom året nærmer seg hverandre.

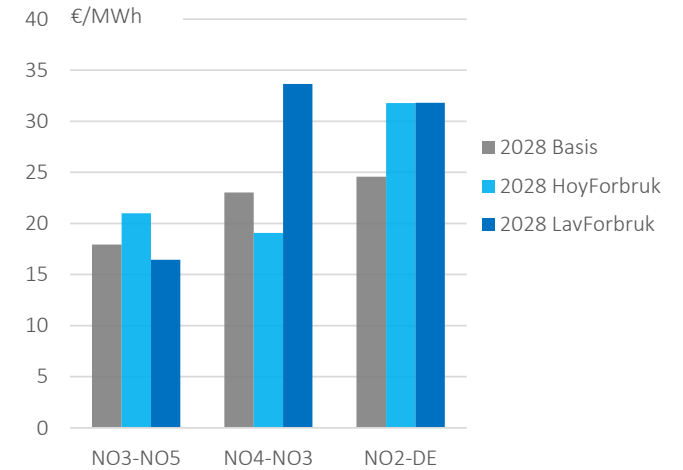
Energibalanse per region i 2028 i Basis og med Høy og Lav forbruksutvikling



Simulert snittpris for 2028 i Basis og med Høy og Lav forbruksutvikling



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2028 i Basis og med Høy og Lav forbruksutvikling



*4 TWh mer forbruk i NO4, 1 TWh mer i NO3 og NO2, sammenlignet med Basis

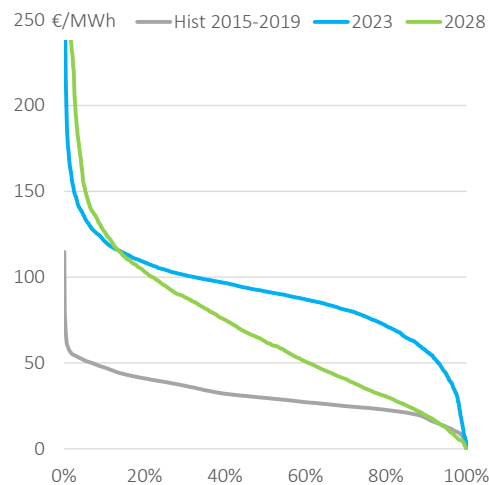
Mer sesongvariasjon i norske kraftpriser

I våre langsiktige markedsanalyser har vi lenge vist at det på sikt blir vesentlig større sesongvariasjon i norske kraftpriser, med lavere priser på sommeren sammenlignet med på vinteren – når vi ser på gjennomsnittet over alle værår. Dette skyldes at mer fornybar kraftproduksjon, og spesielt solkraft, i landene rundt oss, gir enda flere timer med lave priser på sommeren sammenlignet med vinteren. Dette forsterkes i Norge fordi vi har mye uregulerbar produksjon i sommerhalvåret som sammenfaller med lavt sommerforbruk. Med mye raskere utbygging av sol- og vindkraft ellers i Europa, blir det merkbart økende sesongvariasjon allerede de første fem årene.

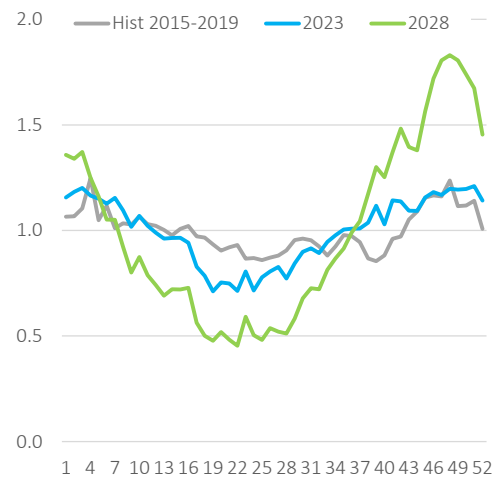
Mer sesongvariasjon gjør at eksempelvis solkraft og uregulert vannkraft oppnår lavere gjennomsnittlig salgspris enn vindkraft og regulert vannkraft – som har mer av produksjonen på vinteren når det er høyere priser.

Som figuren til høyre viser blir det også mer kortsiktig prisvariasjon drevet av variasjoner i fornybarproduksjonen, samt mer effektknapphet på vinteren.

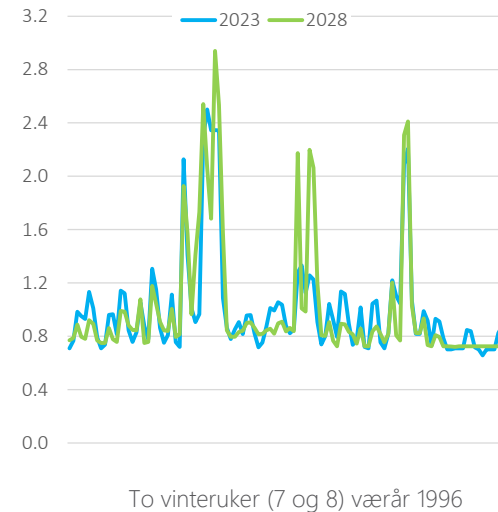
Varighetskurve for sørnorsk kraftpris



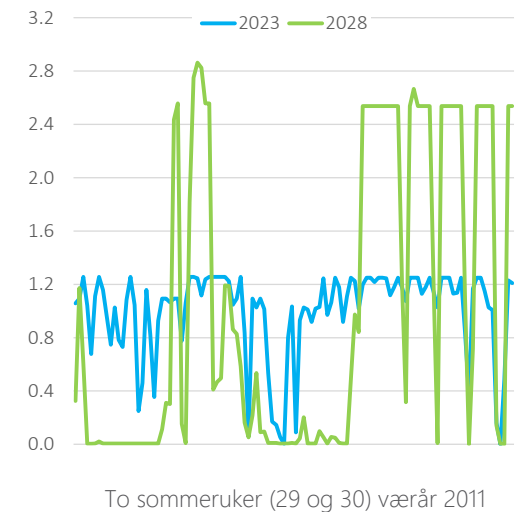
Normalisert ukensnitt gjennom året, snitt av 29 værår, NO2



Normalisert prisvariasjon gjennom to vinteruker, NO2



Normalisert prisvariasjon gjennom to sommeruker, NO2



Nye prisområder på kontinentet kan påvirke norske priser

Det er store interne flaskehalsar nord-sør i Tyskland. I dag håndteres dette med motkjøp. Samtidig pågår det en europeisk prosess som ser på muligheten for å etablere flere prisområder innenfor det europeiske kraftmarkedet. Hvis dette resulterer i at Tyskland blir delt inn i to eller flere prisområder, kan det påvirke kraftprisene i Norge og hele Norden.

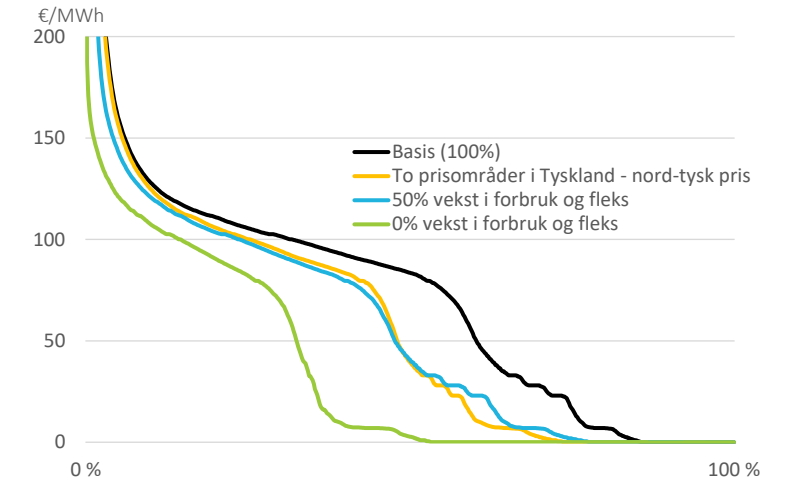
Proessen med endre prisområder er langvarig og utfallet er usikkert. I Basis modellerer vi derfor Tyskland som ett prisområde. Videre har vi ikke gode nok data og modeller til å gjengi interne tyske flaskehalsar i detalj. Vi kan likevel illustrere hva som kan bli konsekvensene av en oppdeling i flere prisområder. Det er gjort med en forenklet sensitivitet der Tyskland er delt i to prisområder og flaskehals nord-sør i 50% av tiden. Som figurene til høyre viser gir dette flere timer der prisene blir mye lavere i det nordlige prisområdet. Og som vi ser av figuren under gir dette lavere priser også i Norge.

En svakere vekst i forbruket og ny fleksibilitet på kontinentet vil gi en tilsvarende effekt. Dette er illustrert i følgende to varianter, begge med Tyskland som ett prisområde og uendret fornybarkapasitet. Sammenligningen er med Basis:

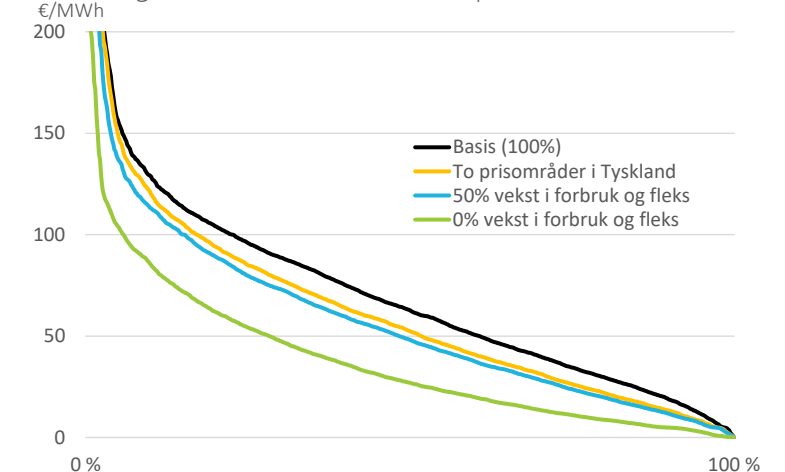
1. Halvert vekst i både fleksibilitet og forbruk
2. Null vekst i både fleksibilitet og forbruk

Som figurene viser gir også dette vesentlig lavere tyske priser og dermed også mye lavere priser i Sør-Norge. Vi ser også at nedgangen i tyske priser i større grad spres seg til hele året i Sør-Norge. Årsaken er at vannverdiene i Norge går mye ned når andelen timer med nullpris blir høy i landene rundt oss. Dette gir lavere priser på norsk side også i timer der det ikke er nullpris i nabolandene.

Varighetskurve for simulert tysk (nord-tysk) kraftpris i 2028



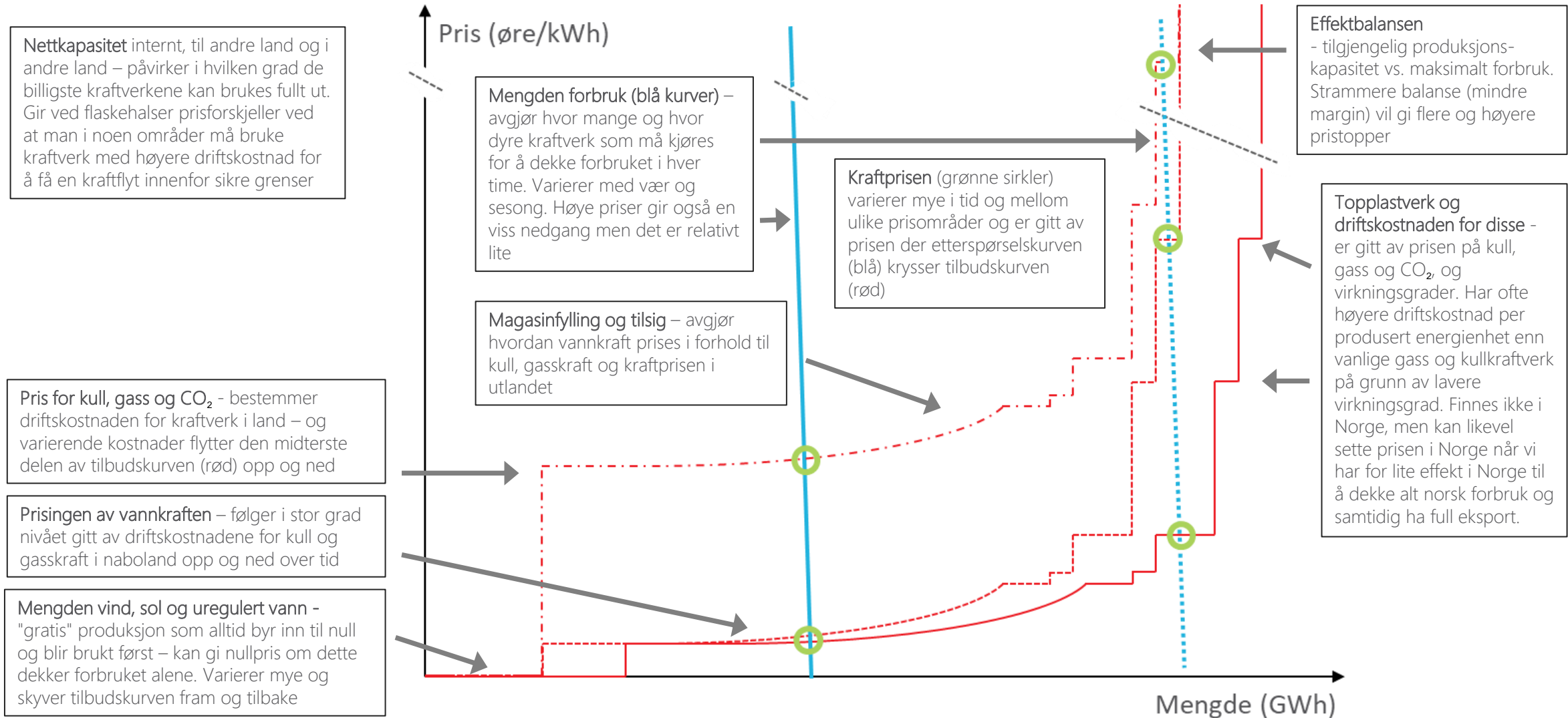
Varighetskurve for simulert kraftpris i NO2 i 2028





Vedlegg

Kraftprisene bestemmes av flere faktorer i sum



Begrensninger i SE3 skaper flaskehals mellom NO1 og SE3

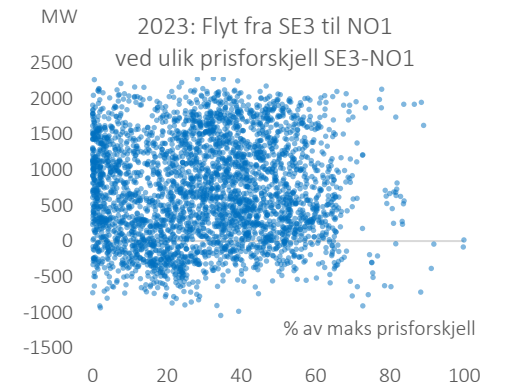
Flytbasert markedskobling vil legge til rette for mer effektive prissignaler til markedet slik at vi får produksjon i det området som gir størst samfunnsøkonomisk nytte. Allerede i dag har vi noen fiktive elspotområder, såkalte Line Set (sumrestriksjoner) som virker tilnærmet på samme måte. Dette gir TSOene mulighet til å gi en sum kapasitet som fordeles på flere områder i markedsklareringen.

Et eksempel på en slik sumrestriksjon er kapasiteten vestover fra SE3, hvor kapasiteten fra SE3 til NO1 - "Haslesnittet"- inngår i en sumrestriksjon sammen med kapasiteten fra SE3 til Jylland (DK1). Sumbegrensningen ut av SE3 gjør at det kan overføres langt mindre fra SE3 til NO1 enn det som har vært vanlig før denne ble innført i mars 2022. Det er fortsatt mulig å overføre opp mot 2000 MW SE3>NO1, men det forutsetter enten høy kapasitet på sumbegrensningen, import fra DK1 til SE3 eller begge deler. Mange timer med svært høy prisforskjell mellom SE3 og NO1 har lav overføring på transportkanalen mellom områdene på grunn av begrensninger i kapasitet. I snitt har flyten i timene med høypris i NO1 vært 700 MW, mens snittet av prisforskjellen for de samme timene er 40€/MWh.

Sumbegrensningen skaper faktisk flyt av kraft fra et høyprisområde til et lavprisområde i flere timer. Dette ser vi i figuren til høyre, hvor det er flere timer med høy pris i NO1 og flyt fra NO1 til SE3. I disse timene fungerer SE3 som et transittområde for kraft fra NO1 til DK1 hvor prisen er enda høyere. En slik ikke-intuitiv flyt gir dermed en bedre utnyttelse av produksjonsparken for hele kraftsystemet enn uten sumrestriksjonen.

Historisk har det vært gitt et bånd for denne kapasiteten som i 2023 har variert mellom 300 og 1800 MW, med et snitt på rundt 1000 MW. Elspotkapasiteten settes innenfor dette intervallet, men SvK har ofte gitt mer i intradag-markedet når produksjonsfordelingen er klar og man er tettere på driftstimen. Vi har derfor valgt å modellere sumrestriksjonen med en kapasitet på 1250 MW fra SE3 til NO1 og DK1 i våre analyser. Dette gir en lavere overføringskapasitet fra SE3 til NO1 enn vi normalt har hatt, men høyere og riktigere enn det vi så i 2022 før sumrestriksjonen ble innført.

Før sumrestriksjonen ble innført, ble redusert handelskapasitet på flere korridorer benyttet som et middel for å hindre overlast på flyt i Sverige. Dette var lite treffsikkert og bidro til lave kapasiteter mellom SE2 og SE3 (Snitt 2) i 2021. Vi har modellert de viktigste snittene for disse kapasitetene i Samnett i tillegg til sumrestriksjonen ut av SE3. Dette gir en maksimal overføring på korridoren SE2>SE3 på mellom 7150 MW og 7700 MW i analyseperioden.



Figuren viser timer med prisforskjell hvor NO1 har høypris og SE3 har lavpris. Maks prisforskjell i perioden var 132 €/MWh

