



Kortsiktig Markedsanalyse 2021-26

Desember 2021

Statnett

Forord

Det grønne skiftet fortsetter og gir store endringer i både det kontinentale og det nordiske kraftsystemet på få år.

Statnetts Kortsiktig Markedsanalyse (KMA) gir en systematisk oversikt over kraftsystemet og kraftmarkedet sånn det er nå og hvordan det vil utvikle seg år for år, de kommende 5 årene, med fokus på Norge og Norden.

Analysen og de tilhørende datasettene er sentrale som et utgangspunkt for våre mer spesifikke analyser av ulike markeds- og driftsproblemstillinger i den kommende femårsperioden. I tillegg er en grundig beskrivelse av nåsituasjonen og hovedtrendene de nærmeste årene et viktig fundament for våre langsiktige analyser og vurderinger.

KMA gjøres offentlig som et ledd i at vi ønsker åpenhet rundt våre analyseforutsetninger og –resultater. Analysen og rapporten er laget av Dalibor Vagner, Julie Gunnerød, Anders Kringstad, Ivar Døskeland, Eirik Bøhnsdalen og Lars Martin Hytten, med bidrag fra flere.

Gunnar Løvås
Konserndirektør, Kraftsystem og Marked
10. desember 2021



Sammendrag

Markedsutviklingen det siste halvåret har vært spesiell med historisk høye kraftpriser i sør og store interne prisforskjeller med mye lavere priser i nord. Markedsutviklingen i perioden 2021-2026 preges av en normalisering og den underliggende trenden mot mer elektrifisering og fornybarutbygging:

- På nordisk nivå utvikler kraftproduksjonen seg i takt med forbruket – volumet øker med 40 TWh
- Norsk kraftoverskudd går nesten til null – og synliggjør behovet for mer kraftproduksjon i Norge
- Kraftprisene faller fra dagens høye nivå – men prisene blir høyere enn snittet de siste ti årene
- Prisforskjellene nord-sør i Norge reduseres – men blir fremdeles på et betydelig nivå
- Prisene vil variere mer gjennom uka og døgnet – både på kontinentet og i Norge

Av de nordiske landene ligger forbruksveksten an til å bli høyest i Norge, med en vekst på 19 TWh innen utgangen av 2026. Elektrifisering av petroleumsvirksomhet, kraftkrevende industri, transport og datasentre står for det meste av veksten. Det er usikkerhet knyttet til forbruksveksten i Norge, den kan både bli høyere og lavere innen 2026 enn det vi anslår her. Det er imidlertid sannsynlig at det i løpet av de neste fem årene ikke kommer inn ny norsk vindkraftproduksjon utover det som nå er under bygging. I vår analyse blir dermed dagens kraftoverskudd i Norge på rundt 15 TWh redusert til rundt 3 TWh i 2026. Siden forbruksveksten er høyest i sør, får Sør-Norge et kraftunderskudd i 2026 i vår analyse.

I Sør-Norge har kraftprisene vært ca. 100 EUR/MWh i snitt fra september til nå. I Midt og Nord-Norge har prisene vært relativt lave med et snitt på under 40 EUR/MWh. Vår analyse viser at kraftprisene faller betydelig neste år, og synker gradvis til rundt 55 og 25 €/MWh i hhv Sør- og Nord-Norge i 2026. De første årene i perioden vil prisene være noe høyere enn dette. Utviklingen mot lavere kraftpriser skyldes primært at prisene på gass og kull er ventet å falle tilbake til mer normalt prisnivå, som direkte reduserer kraftprisene i Europa og i Norge. Prisene vil imidlertid stabilisere seg på et prisnivå som er noe høyere enn hva som har vært snittprisen de siste ti årene. Dette skyldes at CO₂-prisen er ventet å fortsatt øke og bidrar til å holde kraftprisen høyere enn tidligere.

Prisforskjellene mellom nord-sør i Norge vil falle fra dagens ekstreme nivå, men vil vedvare på et betydelig nivå mot 2026. Det er flere årsaker til den relativt store prisforskjellen. For det første bidrar økt overskudd i Nord-Sverige, høy markedsandel av for vindkraft og kapasitetsbegrensninger over Snitt 2, til lave svenske priser generelt og særlig i Nord-Sverige. Nettkapasiteten mellom nord og sør i Norden er en sentral usikkerhet i analysen. Dette bidrar til å holde kraftprisene nede også i Midt og Nord-Norge. Samtidig holdes kraftprisene i Sør-Norge oppe av relativt høye CO₂-priser, at det tar noen år før gassprisen faller helt ned til det normale nivået, lav kapasitet fra Sverige til Norge over Hasle og økt forbruk uten merkbar vekst i produksjonen.

På kontinentet og i Storbritannia viser vår analyse, i likhet med framtidsmarkedet, at kraftprisene etter all sannsynlighet vil reduseres fra dagens ekstraordinært høye nivå utover våren 2022, som følge av normalisering av gass- og kullprisene. Vår analyse gir en årlig snittpris på rundt 60 og 55 €/MWh i 2026 i hhv Tyskland og UK.

Snittprisene stabiliserer seg på et lavere nivå, og samtidig øker variasjonen i prisene. Dette skyldes at utfasing av kull og kjernekraft gjør at det i løpet av få år blir betydelig mindre margin mellom forbruket og den tilgjengelige produksjonen i timer med lav fornybarproduksjon. Vi har allerede i vinter sett eksempler på timer med stram effektbalanse og effektprising hvor kraftprisen trolig settes av utkobling av forbruk til priser langt over 1000€/MWh i Tyskland og Storbritannia. Denne utviklingen smitter inn i Norden og Norge og bidrar sammen med økt andel uregulerbar produksjon, til å gi mer variasjon i kraftprisene gjennom døgnet og uken.



Introduksjon

Kortsiktig markedsanalyse (KMA) er basert på detaljerte data om utviklingen i forbruk, produksjon og nett, markedsantagelser for prisen på kull, gass og CO₂ – og simuleringresultater fra våre markedsmodeller.

Analysen er ment å gi et bilde på den mer sikre delen av utviklingen vi har foran oss. På så kort sikt er det relativt sett mye mindre usikkerhet i utviklingen av produksjon og forbruk. Vi understreker samtidig at KMA ikke er ment å gi noen eksakt prognose på midlertidige svingninger i kraftprisene drevet av været eller mulige variasjoner i prisene på kull og gass. Målet for analysen er å få frem de underliggende trendene.

Analyserapporten dokumenterer sentrale utviklingstrekk innen forbruk, produksjon og nett og presenterer analyseresultatene på kraftbalanse, kraftpris og prisforskjeller. Vi vil oppdatere den kortsiktige markedsanalysen hvert år.

Metode og avgrensninger

Vi tar utgangspunkt i dagens kraftsystem og konkrete planer

Vi starter arbeidsprosessen 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 år basert på det vi regner som rimelig sikre planer, vedtak og 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 2026 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. Over tid har vi bygget opp en lang rekke informasjonskilder som i sum dekker helheten i utviklingen, og gir oss et solid sammenligningsgrunnlag. Mye er hentet fra åpne rapporter, men vi kjøper også inn oppdaterte data og analyser fra kommersielle analyseselskaper. I tillegg utveksler vi mye informasjon og data med andre TSO-er, både gjennom det nordiske samarbeidet og gjennom 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. I årene mellom legger vi inn en interpolering. For startåret 2021 bruker vi prisene som representerer forventet gjennomsnitt for dette året. Dette gjennomsnittet er en blanding av historiske priser og forward priser.

I det første analyseåret, 2021, er en profil basert på planlagte revisjoner på vannkraft, kjernekraft og termiske kraftverk inkludert. I de påfølgende årene bruker vi revisjonsprofiler basert på historikk.

For å best mulig fange opp variasjon i utvekslingskapasitet som følge av feil og revisjoner, bruker vi en profil for markedskapasiteter mellom prisområder basert på historikk. Dette i form av en årlig profil med ukentlig tidsoppløsning. Endringer i markedskapasitet legges på "toppen" av denne profilen. Perioder som er ansett som lite representative er tatt ut fra datagrunnlaget.

Modeller som gjengir fundamentale forhold er grunnmuren i analysen

Kraftsystemet er simulert ved hjelp av våre to system- og markedsmodeller Samnett og BID3. 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 timesoppløsning, realistisk beskrivelse av egenskapene ved termiske kraftverk, vind og solkraft, og ulike former for fleksibilitet som batterier og forbruksfleksibilitet.

Det nordiske kraftsystemet er simulert i kraftsystemmodellen Samnett. I denne analysen benytter vi et sammenhengende datasett for hele analyseperioden 2021-2026. Kraftproduksjon og kraftforbruk påvirkes i stor grad av været. Vannkraft-produksjonen er spesielt påvirket av nedbørsmengde og snøsmelting, mens vind selvsagt er viktig for vindkraftproduksjonen. Temperatur påvirker også kraftforbruket. For å fange variasjonen i vær er datasettet simulert over 29 værscenarier. Hvert værscenarie for analyseperioden er sammensatt av en kronologisk sekvens av værår i perioden 1988-2016. Snittet av disse 29 værscenariene gir en normalsituasjon.

Avgrensninger

Dette datasettet gir et godt overblikk over utviklingen i den kommende femårsperioden, og er et godt underlag for videre analyser. Mer spesifikke analyser vil imidlertid kreve en videre utvikling av datasettet

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



Produksjon, forbruk og nettkapasitet 2021-26

I denne delen presenterer vi fundamentale utviklingstrekk for kraftproduksjon, -forbruk og -nett. Fokuset er på utviklingen i Norden, men vi ser også på hovedtrekkene i utviklingen i det europeiske kraftsystemet.

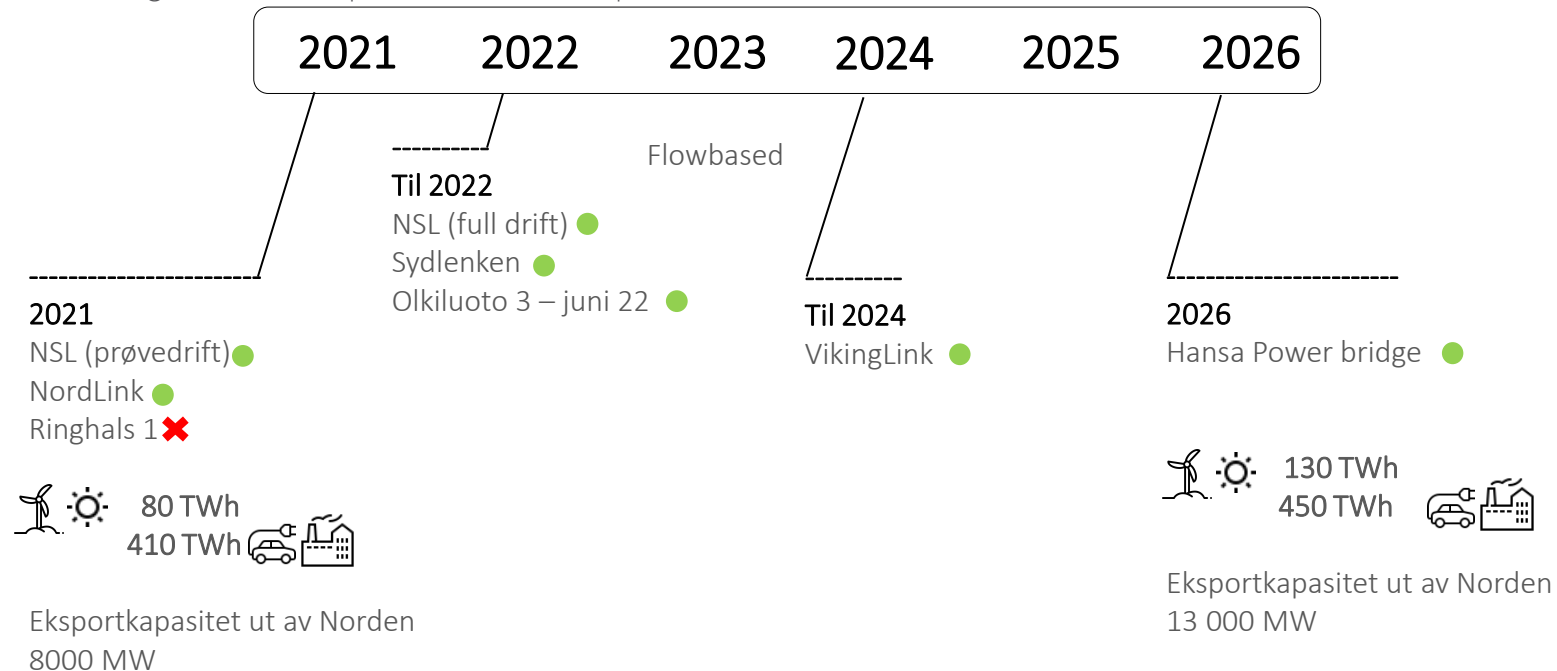
I Norden samlet øker kraftforbruket og den fornybare kraftproduksjonen nesten like mye gjennom analyseperioden, og sørger for et stabilt nordisk kraftoverskudd. I Norge ser vi at kraftforbruket øker mer enn kraftproduksjonen, slik at kraftoverskuddet blir nesten null i 2026.

Stor volumvekst i Norden på få år

Vekst i vindkraft – elektrifisering – mer utvekslingskapasitet, er nøkkelordene for den kommende femårsperioden

Året 2021 er spesielt begivenhetsrikt for Norge med NordLink (kom på drift helt i slutten av 2020) og NSL som nå også er i prøvedrift (full drift ventes fra nyttår 2022). I tillegg er det mye vindkraft som knyttes til nettet og fremdeles noe vindkraft på land som ventes de nærmeste årene. Forbruket er ventet å øke betydelig frem mot 2026. Aktørene søker om store volumer i rekordfart. De andre nordiske landene preges i likhet av Norge av betydelig vindkraftutbygging og elektrifisering.

I 2026 forventer vi at det nordiske kraftsystemet vil være rundt 40 TWh større i volum enn i 2021, drevet av en nokså balansert utvikling av kraftproduksjon og forbruk. Andelen kraftproduksjon som varierer med været vil da være betydelig større enn i 2021. I tillegg er Norden i enda større grad knyttet til kontinentet og dermed mer påvirket av det europeiske kraftmarkedet.

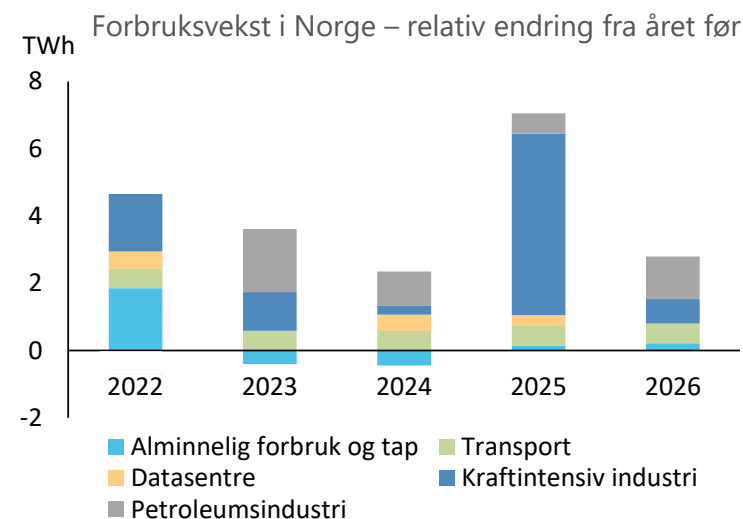
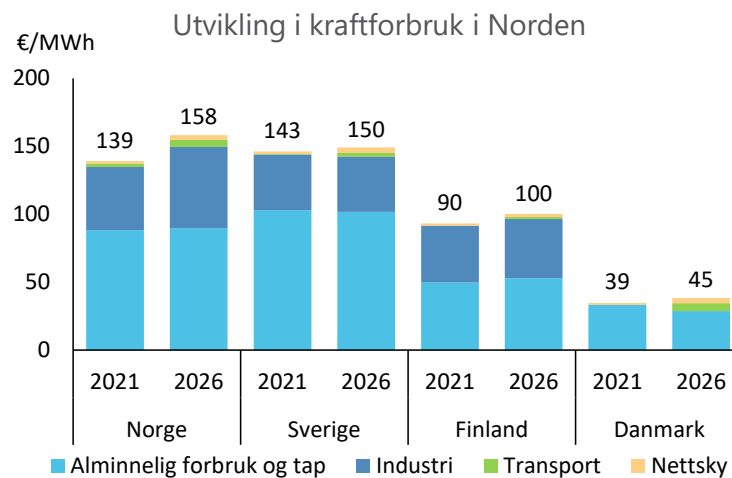


Industri og elektrifisering driver forbruksveksten i Norden

Det samlede nordiske forbruket øker med ca. 40 TWh til 2026, i vår basisprognose. Veksten er primært drevet av økt industriforbruk, elektrifisering av transport og datasentre. I denne femårsperioden er forbruksveksten i TWh høyest i Norge. Store elektrifiseringsprosjekter (som HYBRIT) i Sverige er planlagt etter 2026. Svenska Kraftnet forventer betydelig økning i industriforbruket på lang sikt.

I Norge legger vi til grunn at forbruket øker til 158 TWh, opp fra 139 TWh* i dag. Forbruksveksten er drevet av elektrifisering av transport, kraftintensiv industri, elektrifisering av petroleumsinstallasjoner som bla. Sverdrup- og Utsira-feltene, og datasentre. Frem til 2026 har vi lagt til grunn prosjekt som vi anser som svært sikre. Det innebærer at forbruksveksten også kan bli høyere enn det vi har i Basis. Samtidig er det også usikkerhet knyttet til om alle prosjektene vi har lagt til grunn blir realisert innen 2026, eller om de blir noe forsinket. Dette gjelder særlig industriforbruk.

Noe av forbruket som kommer mot 2026 ventes å være fleksibelt, f.eks. hydrogenproduksjon og noe av kraftforbruket til transport. I et lengre perspektiv, mot 2030 og 2040, venter vi mer fleksibilitet i kraftforbruket, drevet av mer variasjon i kraftprisen.

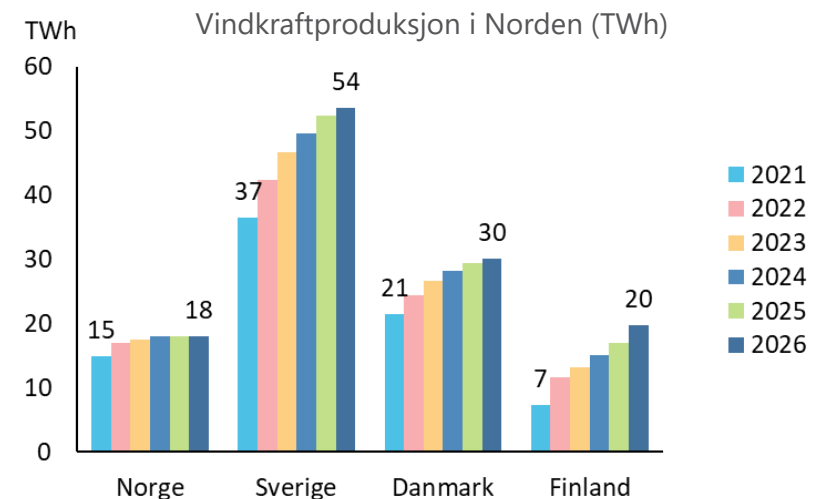
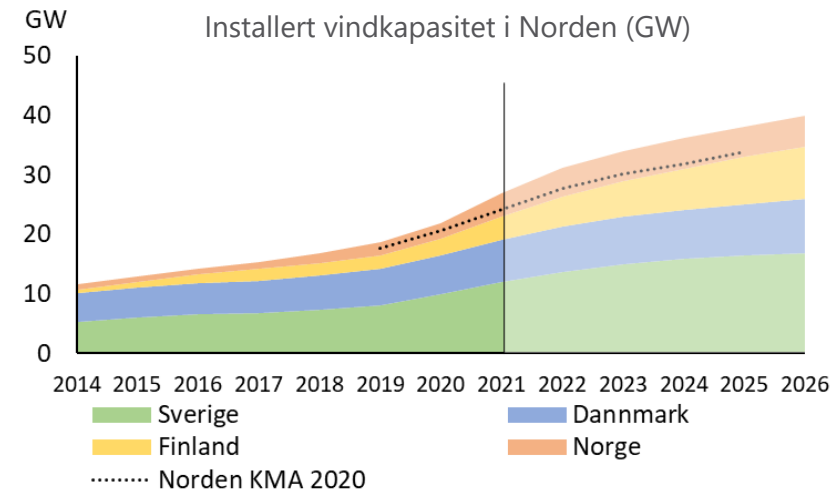


* I Normalåret 2021 i NUP2021 la vi til grunn et kraftforbruk i Norge på 141 TWh. Ny informasjon om forsinkede prosjekt har gjort at vi nå har nedjustert dette til 139 TWh.

Nordisk vindkraftproduksjon øker med 40 TWh

I Norge forventer vi økningen i ny vindkraftproduksjon stopper rundt 2024, når prosjektene som har konsesjon er ferdig utbygget. Det er per nå full stopp i den videre konsesjonsbehandlingen. Samlet gir prosjektene som er tilknyttet nettet eller har konsesjon en samlet installert effekt på omtrent 5 GW, som tilsvarer om lag 18 TWh per år.

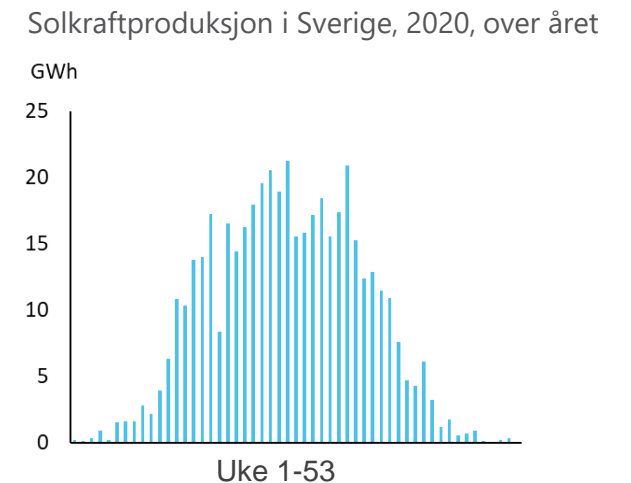
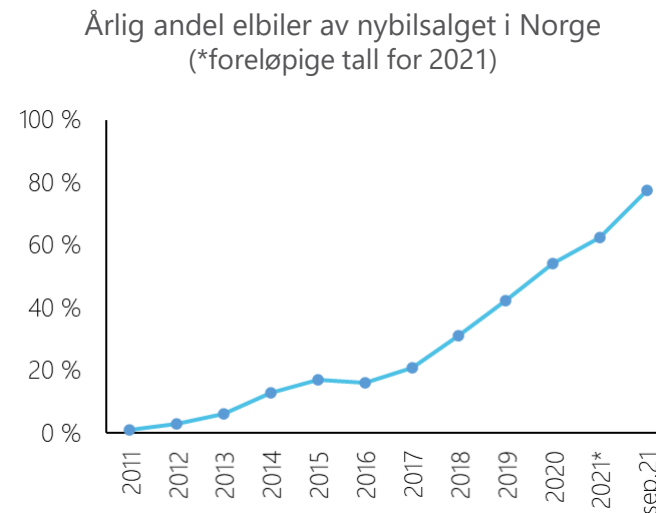
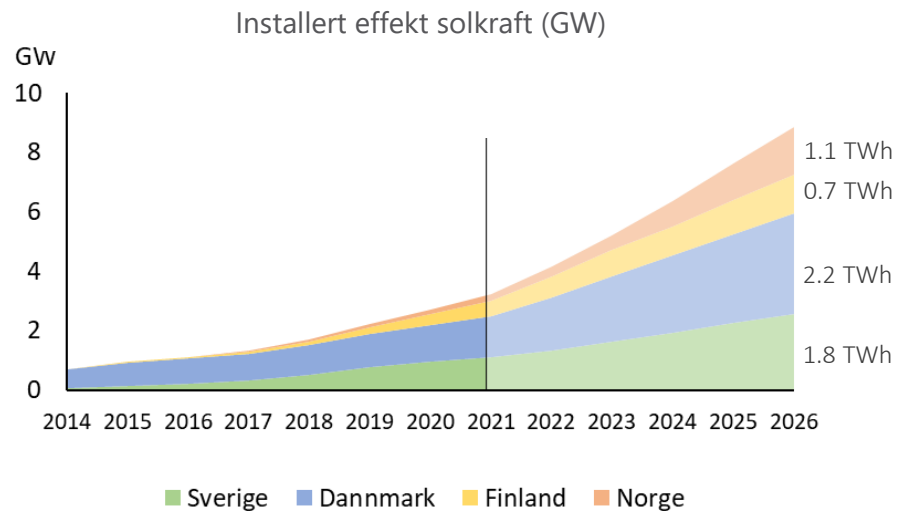
I de andre nordiske landene er situasjonen annerledes. Her forventer vi en videre vekst i vindkraft i form av både landvind og havvind. Finland skal tredoble vindkraftproduksjonen sin i de neste 5 årene til 20 TWh. I samme periode forventes det at Sverige bygger ut vindkapasitet som er større enn den samlede vindkapasitet en i Norge i dag, rundt 4 GW. I Danmark øker vindkraftproduksjon med 50%. Til sammen gir dette en vekst i nordisk vindkraftproduksjon på ca. 40 TWh, som er omtrent tilsvarende økningen i det samlede nordiske kraftforbruket.



Nordisk solkraft og batterikapasitet vokser fort

Vi forventer at installert effekt solkraft i Norden øker fra ca. 2 GW i dag til 8 GW i 2026 (tilsvarer vekst på 4 TWh). Solkraftproduksjonen i Norden er høyest om sommeren, når forbruket er relativt lavt og den uregulerte produksjonen fra elvekraft og småkraft er høy. Solkraft øker derfor eksportbehovet ut av Norden. Videre er bidraget fra solkraftproduksjonen på effektbalansen om vinteren relativt lavt, men om våren kan den bidra en del (figur nederst til høyre)

Andelen rene elbiler i nybilsalget i Norge har nesten doblet seg på to år (2018-2020) og i september 2021 var andelen nysolgte nullutslippsbiler 77,5%. Antall registrerte elbiler passerte 400 000 i midten av 2021 og utgjør nå om lag 15% av bilparken i Norge. Økende kapasitet sammen med smart ladning betyr økende potensial for forbruksfleksibilitet.



Kraftoverskuddet i Norge går nesten til null – stabilt i Norden

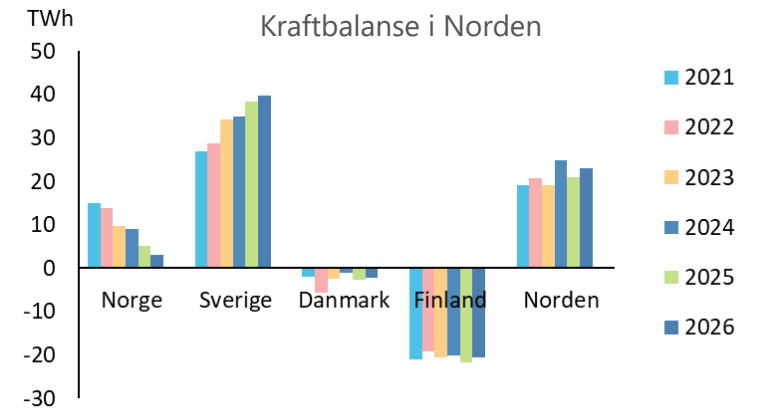
I Norge er det mye nytt forbruk som knytter seg til på kort tid, mens mengden nye kraftverk flater ut etter 2024. Dette fører til at kraftoverskuddet blir redusert fra rundt 15 TWh i normalåret 2021, til rundt 3 TWh i 2026 i vår basisprognose. Høyere forbruksvekst kan gjøre at kraftoverskuddet reduseres ytterligere, mens forsinkelse i når nytt forbruk kommer på nett trekker i motsatt retning. Etter 2026 er det ventet ytterligere forbruksvekst knyttet til videre elektrifisering og ny industri. Dette vil gi et kraftunderskudd i Norge dersom ikke ny produksjon knytter seg til og balanserer forbruksveksten mot 2030 og videre.

I Sverige er situasjonen en litt annen med kraftig vekst i vindkraftproduksjonen på kort tid mens forbruksveksten ligger an til å komme etter 2025. Det gir et stort kraftoverskudd på rundt 40 TWh rundt 2025, opp fra ca. 25 TWh i dag.

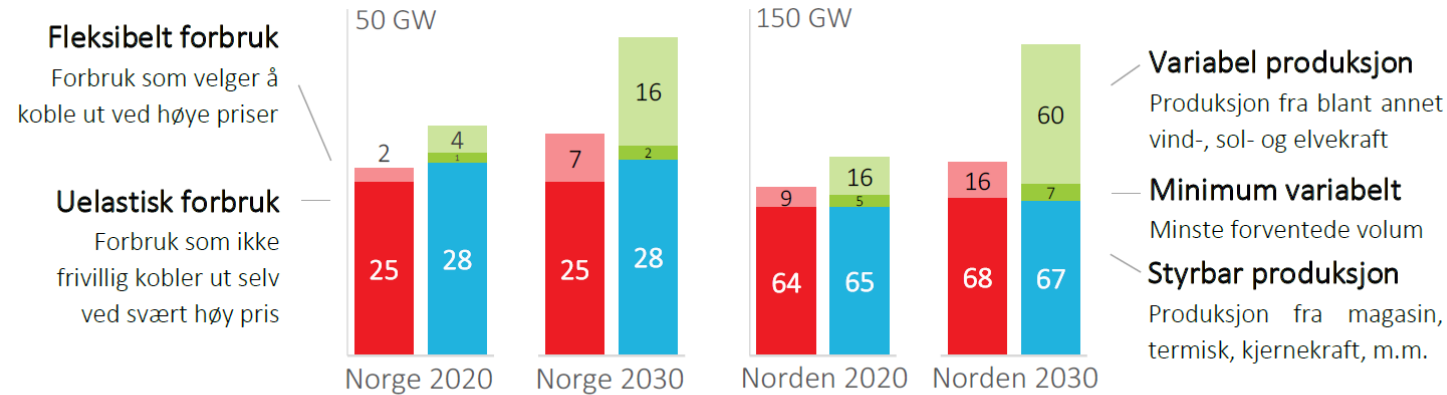
I Finland er kjernekraftverket Olkiluoto 3 (1600 MW) ventet i kommersiell drift i 2022, samtidig som en del fossil, termisk kapasitet er i ferd med å bli faset ut. Samtidig øker vindkraftproduksjonen betydelig de kommende fem årene. I sum forbedrer dette energibalansen selv om forbruket også øker.

I Danmark er utviklingen i forbruk og produksjon balansert og kraftbalansen holder seg svakt negativ de kommende fem årene.

Den regionale kraftbalansen nord i Norden vil fortsette å øke den kommende femårsperioden, slik som trenden har vært de siste 5-10 årene. Dette er drevet av vindkraftutbyggingen nord i Sverige, Finland og til dels i Norge, samt forbedret kraftbalanse i Finland



Strammere effektbalanse i Norge og Norden



Effektbalanse i Norge og Norden, i 2020 og 2030 slik det er modellert i våre datasett

Den nordiske balansen mellom tilgjengelig, styrbar produksjon og forbruk som ikke kobler ut på pris, har blitt svekket i løpet av de siste 5-6 årene. Den videre forbruksveksten, som primært dekkes opp av økt vindkraftproduksjon, fører til at effektbalansen i Norden blir ytterligere svekket mot 2030. Mest tydelig er dette i Sverige som har en produksjonsmiks med en høy andel variabel produksjon fra vind- og solkraft, som gir et stort kraft- og effektoverskudd i de fleste av årets timer, men som har effektunderskudd når det er kaldt og høyt forbruk, og lite vind.

Værhistorikken vi baserer oss på i modellsimuleringene viser at høytrykksvær om vinteren kan gi vindstille og veldig kalde perioder som rammer både Norden og resten av Nordvest-Europa samtidig. Fleksibelt industriforbruk, batterier og smart ladning blir sentralt for å kunne møte utfordringene. Etter 2030 blir i tillegg trolig nye kraftverk som bruker hydrogen eller biogass som brensel nødvendig for å balansere tilbud og etterspørsel i mange timer. Vi har i våre datasett lagt disse til kontinentet, men det kan også bli bygd ut i Norden. Utviklingen kan også gjøre det lønnsomt med investeringer i økt effekt i norske vannkraftverk.

Kapasiteten mellom Norden og omverdenen øker

Fra 2022 kommer NSL-kabelen til Storbritannia i full drift, og vi har til sammen om lag 9000 MW utvekslingskapasitet ut og inn til Norge. Tilgjengeligheten på forbindelsene varierer, men den største usikkerheten de neste årene er knyttet til kapasiteten på Nordlink og kapasiteten mellom SE3 og NO1, samt på Snitt 2 i Sverige (se også neste slide).

Vi forventer at kapasiteten ut fra Norden øker ytterligere i analyseperioden når kablene VikingLink (1 400 MW fra Danmark til UK, 2023) og Hansa Power Bridge (700 MW fra Sverige til Tyskland, 2025/2026) kommer i drift. Det er usikkert hvor mye flaskehals nord i Tyskland vil begrense tilgjengeligheten på forbindelsene fra Norden.



Kapasitet ut av...	Norge	Norden
2019	6 150 MW	7 000 MW
2022	8 900 MW	10 200 MW
2026	9 070 MW	13 000 MW

1300 MW fra Finland
4100 MW fra Danmark
1300 MW fra Sverige
3500 MW fra Norge

Nettkapasiteten mellom nord og sør i Norden er usikker

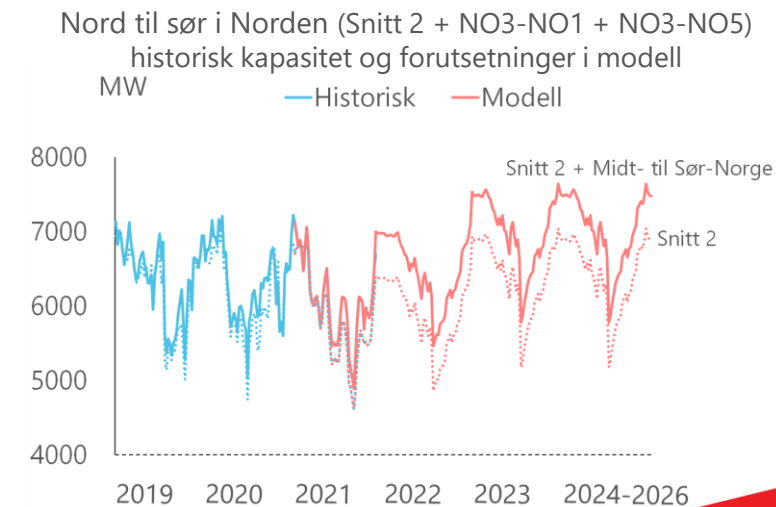
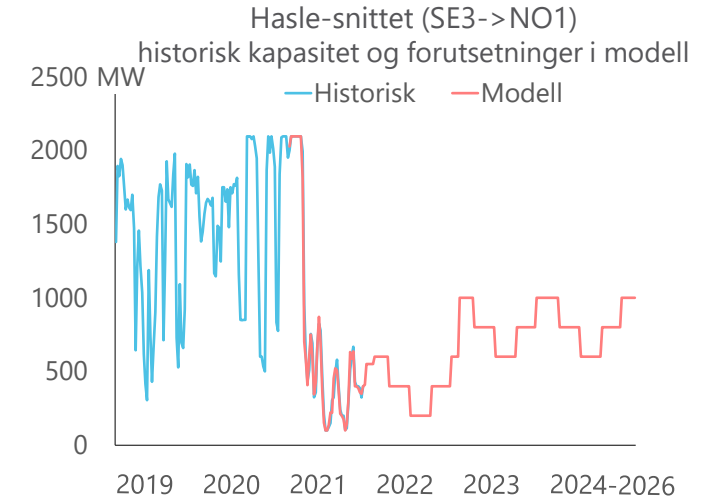
Overføringsbehovet nord-sør i det norsk-svenske nettet er stort og økende. Nettkapasiteten her er derfor en viktig faktor. I løpet av 2021 ble kapasiteten i det svenske nettet betydelig redusert. Det skyldes nye nettbegrensninger etter at flere kjernekraftreaktorer stengte og flytmønsteret i Norden ble vridd mot mer flyt fra øst til vest. Kapasiteten er vesentlig redusert på Snitt 2 (SE2 til SE3), som er det viktigste snittet for nord-sør flyt i Norden. SvK gir også lav kapasitet på spesielt SE3-NO1 og Finland til SE3.

De reduserte kapasitetene forsterker forskjellen mellom kraftpriser i nord og sør i Norge og Sverige. I vårt basisscenario i denne analysen har vi lagt inn kapasiteter basert på offentlig tilgjengelig informasjon per 3. desember for kapasiteten på Snitt 2, SE3-NO1, og NO1-SE3. Samtidig har SvK annonsert at kapasitetsøkningen som skulle komme i 2024 i Snitt 2 er utsatt til 2028. Fordi dette er en ny situasjon, og ikke alle faktorer er kjent, er kapasiteten fremover usikker. Vi viser derfor også priseffekten av å ha høyere kapasitet på disse snittene i en sensitivitet.

I 2023 innfører Norden Flytbasert Markedskobling (FB). Med FB blir informasjon om fysiske nettbegrensninger tatt direkte hensyn til i beregningen av flyt og pris. De faktiske flaskehalsene kan derfor håndteres i markedsklareringen i stedet for at TSO-ene estimerer hvilken kapasitet på grensen som gir sikker flyt i resten av nettet. I praksis vil FB gjøre det lettere å utnytte kapasiteten i nettet, og vil i mange tilfeller føre til at mer kapasitet er tilgjengelig der det er størst behov for den. For å ta hensyn til FB vi i basisscenario antatt en viss økning i kapasiteten i Snitt 2 slik at vi fra 2023 havner i øvre sjikt av intervallet som SvK har angitt, 5500-7300 MW på Snitt 2.

Forbindelsene mellom Midt-Norge og Sør-Norge går i parallell med Snitt 2. Det er lav kapasitet i markedet på disse forbindelsene, selv om ledningene tåler mer. Årsaken er blant annet at de er i parallell med Snitt 2. Med FB tror vi at denne kapasiteten kan øke noe. Det er vanskelig å tallfeste denne virkningen, men i basisdatasettet vi bruker her har vi lagt inn at kapasiteten mellom Midt-Norge og Sør-Norge øker med ca. 200 MW i snitt som følge av endringen i markedssystem.

Det er en viss usikkerhet i hvordan den reelle nettkapasiteten og handelskapasiteten nord-sør i Norden utvikler seg. Prisforskjellene mellom nord og sør i Norden og mellom Sør-Norge og Sør-Sverige er samtidig sensitive for disse kapasitetene. Dette drøfter vi nærmere på side 28 og 32.

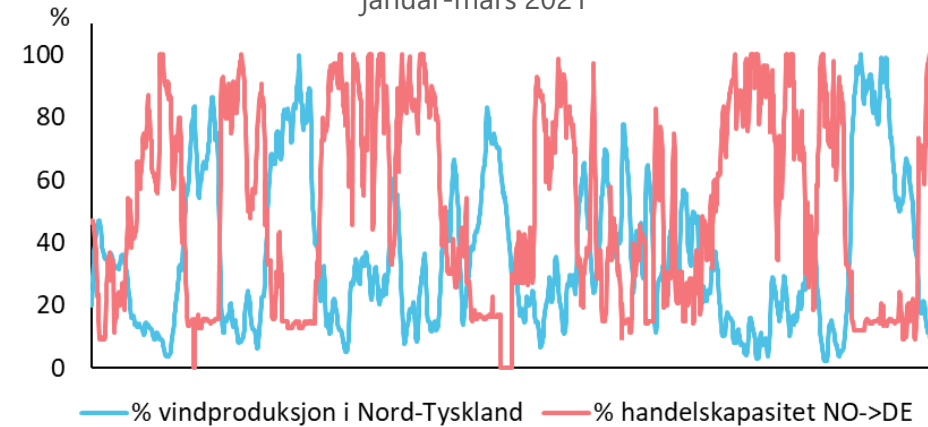


Kapasiteten på NordLink er usikker

Erfaringer fra NordLink viser at kapasiteten til Tyskland er veldig avhengig av været og vindkraftproduksjonen. Figuren til høyre viser at kapasiteten nedjusteres i takt med produksjonen fra vindkraft i Nord-Tyskland med korrelasjon på nesten -0.8 . Ifølge 70%-regelen skal kapasiteten på mellomlandsforbindelser gitt til markedet gradvis trappes opp. Det har vi tatt hensyn til i tilgjengelighetsprofilen vi har lagt inn for NordLink i modellen.

NSL er nylig satt i prøvedrift, men vi forventer ikke lignende begrensninger som i Tyskland. Tilgjengelighetsprofilen på NSL er derfor basert på historikk på kabelen til Nederland.

Historisk kapasitet på NordLink og vindkraftproduksjon i Tyskland januar-mars 2021



Europa samlet – forbruksvekst og vridning mot havvind og sol

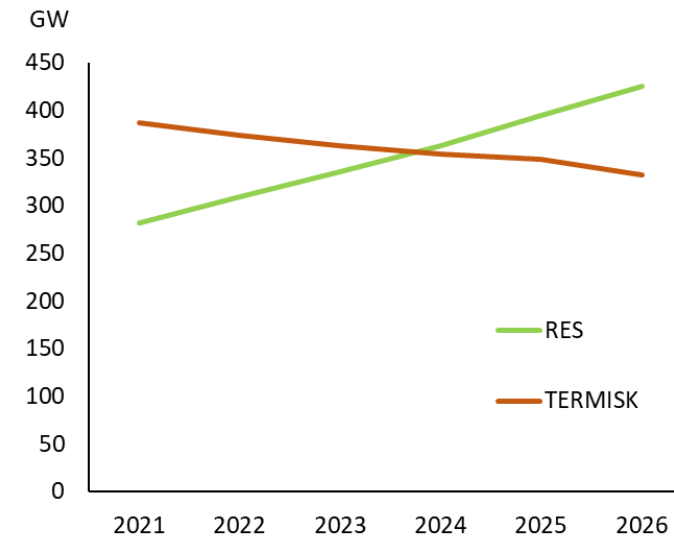
Vi følger utviklingen i andre europeiske land tett og oppdaterer kontinuerlig datasett basert på nasjonale mål og prognoser fra eksterne analyseselskap. I 2020 gjorde vi en full LMA, og i 2021 har vi gjort en mindre oppdatering av denne.

Generelt ser vi at flere land har utfordringer med å møte sine mål på **landbasert vind**. Dette er forårsaket av arealrestriksjoner og lokal motstand.

Dette forsterker dreiningen mot **havvind**. Kostnadene for bunnfast havvind har falt mye på få år og aktører tror på fortsatt fall fremover. Sammen med økende karbonpris og høyere ambisjoner for utslippskutt betyr dette at havvindsprosjekter kan bli stadig oftere lønnsomme uten subsidier.

Anslagene på utviklingen i **solkraft** ble også justert opp i mange land, som følge av fall i teknologikostnadene. Solkraft er allerede den billigste teknologien i enkelte av de sørligste landene i Europa. I tillegg er utbygging av solkraft i mindre grad forbundet med lokal motstand og lønnsomt uten subsidier.

Forutsetninger for installert kapasitet i EU11



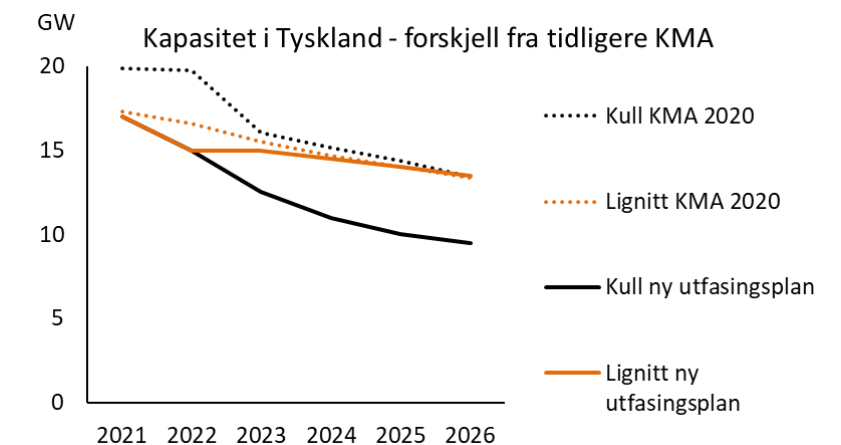
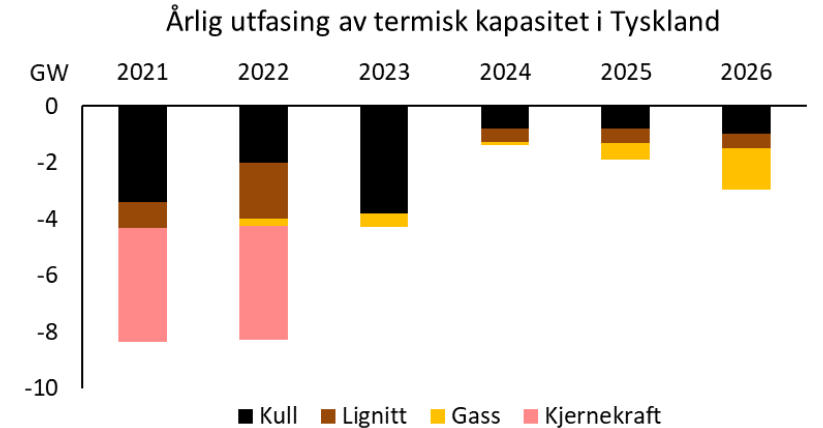
Tyskland - termisk går ut raskere, vind stagnerer og sol vokser

Utfasing av **termisk kapasitet** i Tyskland ble konkretisert når loven *Coal Phase-Out Act* ble vedtatt i juni 2020. Denne loven beskriver nøyaktig hvor mye kapasitet som skal fases ut hvert år, i tillegg til den allerede kjente planen for utfasing av kjernekraft. Sammen med en liten reduksjon i gasskraftkapasiteten og andre marginale fossile kraftverk, samt nullvekst i biokraftverkene, gir dette samlet reduksjon på 22 GW termisk kapasitet mellom årene 2021 og 2026.

De siste årene har utbyggingen av **vindkraft på land** i Tyskland falt kraftig. Dette skjer hovedsakelig på grunn av strengere reguleringer som for eksempel krav om avstand til bebodd område og økende motstand i befolkningen. I 2020 ble det også installert kun 220 MW **havvind** i Tyskland. Satsingen må skjerpes de kommende årene hvis målet om 20 GW i 2030 skal nås. Veksten i **solkraft** har imidlertid tatt seg opp igjen etter å ha falt fra de enorme volumene vi så tidlig på 2010-tallet. I 2020 ble det installert nesten 5 GW ny solkraft, som er mer enn det som ble installert i 2019 (4 GW) og i 2018 (3 GW). I toppåret 2011 ble det installert ca. 8 GW.

Tross utfordringene med utbygging av vindkraft har den kommende tyske regjeringen blitt enig om enda **høyere ambisjoner i 2030**. Det nye 2030 forslaget setter mål om 150 GW solkraft (opp fra 100 GW i dagens plan) og 95 GW landvind (opp fra 70 GW i dagens plan). Det er også lagt opp til utfasing av kullkraft innen 2030, fremfor det opprinnelige målet i 2038. Den kommende regjeringen vil ta i bruk kraftige tiltak som for eksempel obligatorisk installasjon av solcellepaneler på alle nye næringsbygg.

Raskere utfasing av termisk kapasitet og større satsning på sol vil føre til enda mer stramhet og høyere variasjon i kraftprisene. Dette kommer vi tilbake til i kapittelet om kraftpris.





Kraftpris 2021-26

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 er en viktig indikator på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av nett.

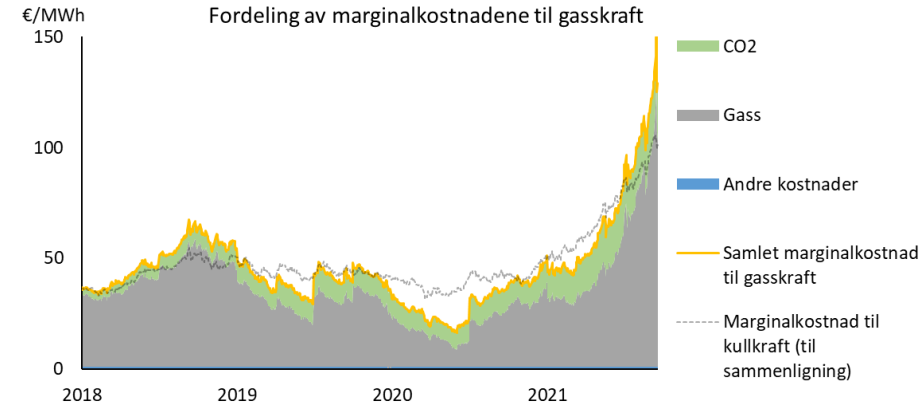
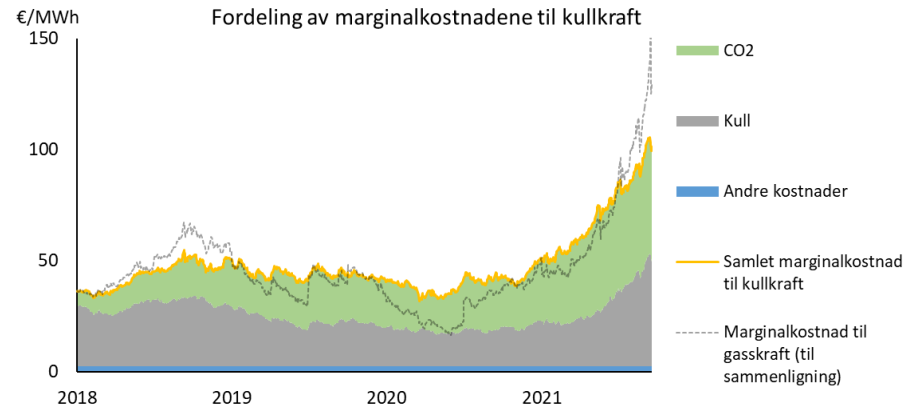
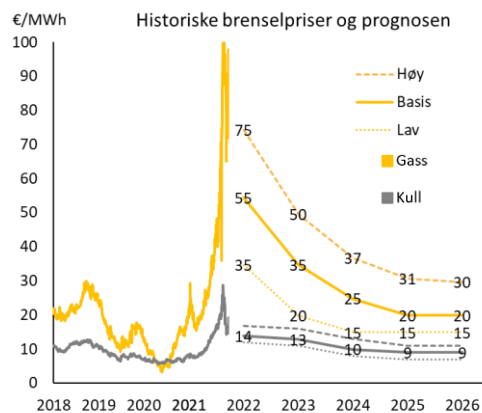
Analysen viser at kraftprisene vil falle fra dagens høye nivå, etter hvert som prisene på gass og kull synker tilbake et mer normalt, historisk nivå. Kraftprisene vil likevel holdes oppe av en fortsatt økende CO₂-pris. Prisvariasjonen gjennom døgnet og uken vil øke mot 2026, drevet av høy CO₂-pris, strammere effektmargin og mer sol- og vindkraft.

Ekstraordinær økning i marginalkostnadene til fossile kraftverk

Marginalkostnaden for både kull- og gasskraft har økt ekstremt det siste året etter et mindre fall i starten av pandemien. Økningen har vært spesielt stor etter sommeren 2021. Figurene under viser hvordan marginalkostnadene for kull- og gasskraftverk har skutt i været som følge av høy vekst i CO₂- og brenselprisen.

Gjenåpning av verdensøkonomien etter korona-krisen skapte stor etterspørsel etter gass på det globale LNG markedet, som igjen presset europeiske gasspriser opp. Kullprisene ble også blitt drevet opp, som følge av at kullkraft ble billigere enn gasskraft. Dette ga høyere utslipp av CO₂ per MWh, som igjen skapte høyere etterspørsel etter CO₂-kvoter og vekst i CO₂-prisen. Denne dynamikken har gjort at marginalkostnadene til kullkraft og gasskraft i stor grad følger hverandre. I høst har fremdeles høy etterspørsel etter gass og kull, og ikke tilstrekkelig tilbud gjennom forsyningskjedene, ført til ytterligere økning i prisene på gass, kull og CO₂.

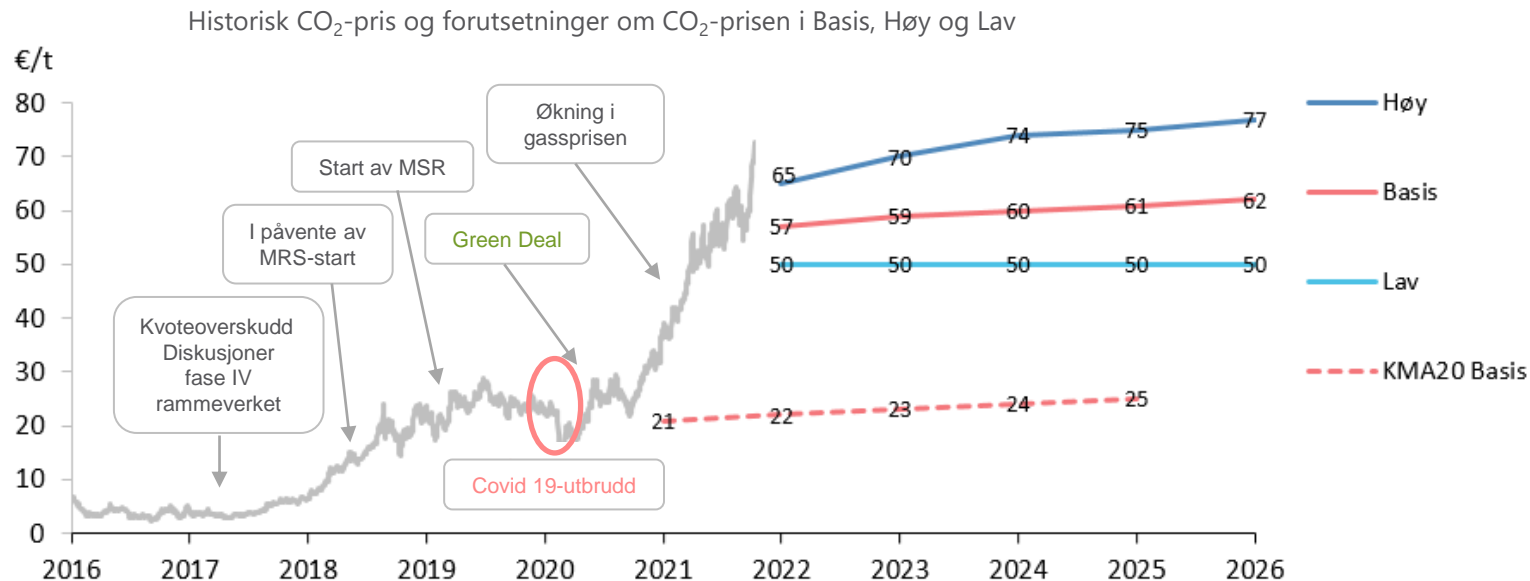
I vår basis legger vi til grunn forwardpriser på kull, gass og CO₂. For 2021 bruker vi både historikk og forwardpriser. Vi legger til grunn et betydelig utfallsrom for kull og gassprisen, og i begynnelsen av femårsperioden er utfallsrommet særlig stort. Dette da vi forventer at svingningene i gass- og kullprisen vil kunne fortsette hvertfall ut 2022 og kanskje lenger. Kull- og gassprisene er ventet å normalisere seg på nivå nært det historiske prisenivået, og mot 2024/25 nærmer prisene seg dette. De siste ukene har imidlertid forwardprisene økt noe igjen, som tyder på at vi kan bevege oss i retning av det høye scenarioet, hvertfall på kort sikt.



CO₂-prisen har økt kraftig og forventes å øke videre

CO₂-prisen har mer enn doblet seg det siste året, fra 30 €/t til nå opp mot 80€/t. Veksten var i begynnelsen av året primært drevet av ytterligere innstramminger i EUs utslippsmål og deretter også av økt etterspørsel etter CO₂-kvoter, som følge av mer drift av kullkraftverk pga. veldig høye gasspriser. Før 2020 opplevde CO₂-prisen også en periode med betydelig prisvekst, da drevet av reformen av kvotemarkedet og markedsstabiliseringsmekanismen, MSR.

I tråd med prognosene til de eksterne analyseselskapene vi bruker, legger vi til grunn en videre vekst i CO₂-prisen. Veksten er drevet av målene for utslippskutt i 2030 og 2050 og de tilhørende utslippsbudsjettene. Vi legger også til grunn et betydelig utfallsrom for CO₂-prisen, men forventer ingen nedgang i CO₂-prisen i noen av scenarioene, annet enn helt kortsiktige svingninger. Det er forventet at CO₂-prisen kunne få et kortsiktig fall når gassprisen normaliserer seg, men det er ventet at et slikt eventuelt fall vil være kortvarig og at prisveksten vil fortsette mot 2030. Den siste tidens utvikling med en CO₂-pris nærmere 80 €/t kan tyde på at utviklingen går i retning av det høye scenarioet og at EU ETS blir et enda mer sentralt virkemiddel for å nå utslippsmålene.



CO₂-markedet i UK vil trolig gi samme insentiv som EU ETS

Det britiske markedet for utslippkvoter (UK ETS) trådte i kraft 1. januar 2021. Det britiske kvotemarkedet er hittil langt på vei en kopi av det europeiske kvotemarkedet, men britiske myndigheter har satt i gang flere initiativer for å endre dette. Blant annet pågår det arbeid for å senke utslippstaket i takt.

Storbritannia og EU har blitt enige om å vurdere å koble UK ETS og EU ETS, men det finnes ingen konkrete planer foreløpig. Bloomberg har pekt på at en slik kobling i så fall bør skje ganske snart, mens utformingen av de to markedene er relativt like. Jo flere endringer som gjøres i de respektive markedene, desto vanskeligere vil det være å koble de to. Storbritannia og EU ser uansett ut til å dele flere av de samme ambisjonene når det gjelder endring av kvotemarkedet.

Det er betydelig usikkerhet knyttet til utviklingen i kvoteprisen i UK ETS. I forkant av opprettelsen advarte flere om at det opprinnelige utslippstaket var satt for høyt og at dette kunne føre til priskollaps. Andre advarte om at kvoteprisen kan bli svært høy etter hvert som myndighetene strammer inn utslippstaket, slik de har kommunisert. Bloomberg har pekt på at mye av brenselsskiftet fra kull til gass allerede er unnagjort i det britiske kraftsystemet, og at det finnes få billige utslippskutt igjen. En kobling mot EU ETS kan derfor være nødvendig for å unngå svært høye priser i UK ETS ifølge Bloomberg. Flere har også pekt på at det er usikkerhet knyttet til likviditeten i det britiske kvotemarkedet. Størrelsen på UK ETS er bare ca. 10 % av EU ETS, og det er usikkert hvor interessant dette markedet vil være for finansielle aktører.

Fra oppstarten av UK ETS i mai og til midten av september lå den britiske kvoteprisen for det meste i nærheten av den europeiske kvoteprisen. Deretter gjorde den britiske kvoteprisen et kjempehopp til 90 EUR/tonn (se figur), i forbindelse med at britiske kullkraftverk startet opp igjen som følge av skyhøye gass- og kraftpriser. Den britiske kvoteprisen har senere korrigert kraftig, men er fortsatt drøyt 10 EUR/tonn over den europeiske kvoteprisen.

Det er vanskelig å si noe sikkert om hvordan kvoteprisen i det britiske kvotemarkedet vil utvikle seg på på sikt. Markedet er nytt og det er varslet større endringer blant annet som følge av nylig skjerpede utslippsmål både i Storbritannia og EU. Det som imidlertid er ganske sikkert er at karbonprising og kvotehandel vil spille en viktig rolle i overgangen til et utslippsfritt energisystem både i Storbritannia og EU. Karbonprising har ved gjentatte anledninger blitt trukket frem som et av hovedvirkemidlene for å avkarbonisere den britiske økonomien. På lengre sikt antar derfor vi at det vil bli gjennomført nødvendige justeringer slik at markedet oppfyller denne funksjonen.

I KMA forutsetter vi at prisen i UK ETS følger prisen i EU ETS i den kommende femårsperioden. Storbritannia har en egen karbonskatt som kommer i tillegg til prisen i UK ETS. Følgelig forutsetter vi at den samlede kostnaden for utslipp av CO₂ i Storbritannia er 20€/t høyere enn i EU, i hele perioden 2021-2026.



Kvotepris i UK ETS (hvitt) og EU ETS (blått) representert ved desember 21-futurekontrakter (Kilde: Bloomberg)

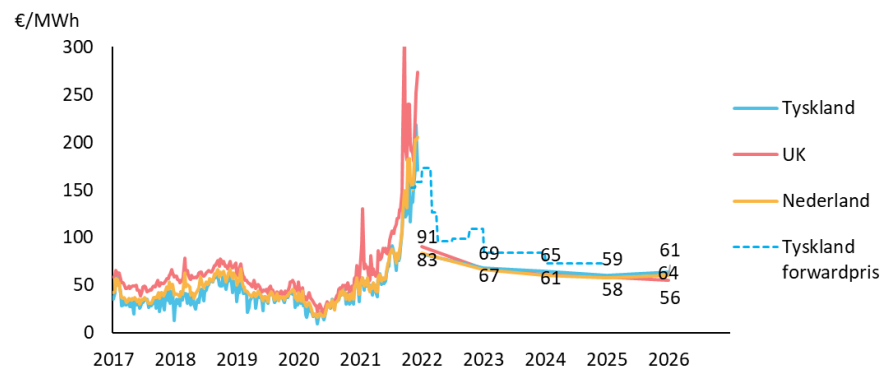
Tyske og britiske priser faller noe fra dagens høye nivå

Den ventede normaliseringen av brenselprisene vil gi et betydelig fall i kraftprisene i Tyskland og Storbritannia, ned fra dagens svært høye nivå. I vår Basis faller tysk og britisk kraftpris til et nivå på hhv rundt 60 og 55€/MWh i 2026. Det er et betydelig utfallsrom for kraftpris som vist i figuren under. Prisenivået i Basis i 2026 er et prisnivå som er høyere enn det historiske i perioden 2010-2020. Dette skyldes forventning om at CO₂-priser forblir på dagens høyere nivå og forsetter å øke mot 2030. Videre vil de gjennomsnittlige prisene i tiden fremover preges av flere pristopper etter hvert som kjernekraft og kullkraft, inkludert brunkull, fases ut.

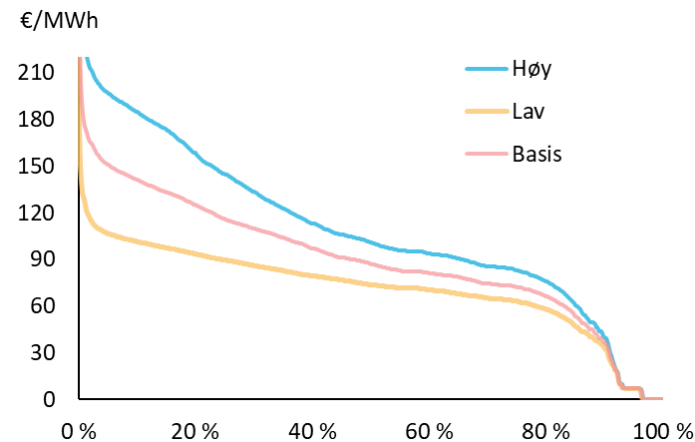
Så lenge fossile kraftverk setter kraftprisen i en høy andel av tiden har CO₂-prisen mye å si for kraftprisen. Etter hvert som andelen sol og vind øker vil imidlertid den direkte virkningen av EU ETS avta gradvis. I våre analyser ser vi at den direkte sammenhengen mellom CO₂-prisen og kraftprisen er betydelig svakere i 2030, sammenlignet med i dag.

Historisk har britisk kraftpris vært høyere enn tysk, i årlig snittpris. Høy utbygging av fornybarkraftproduksjon i Storbritannia vil i løpet av analyseperioden presse den britiske kraftprisen ned under tysk årlig snittpris.

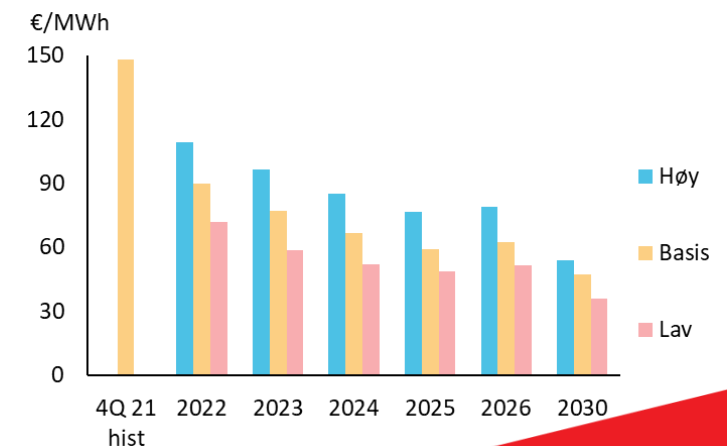
Europeisk kraftpris – historikk og simulert snittpris



Varighetskurve for simulert tysk kraftpris i 2022



Simulert tysk snittpris



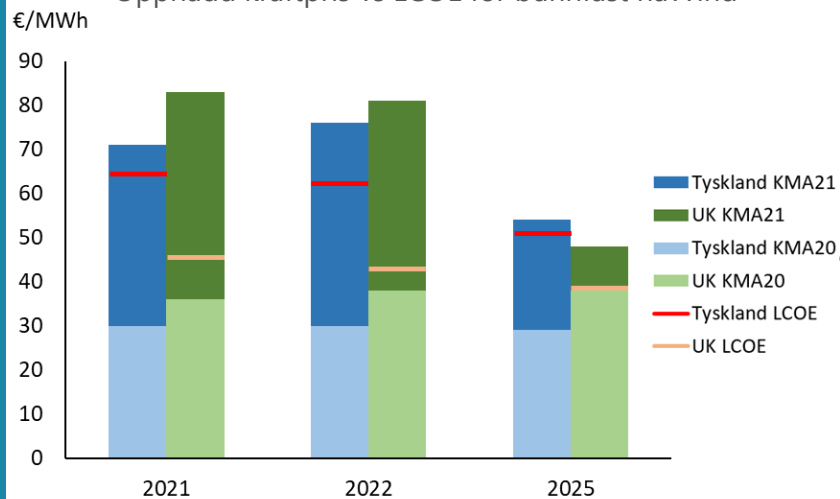
Betydelig økt inntjening for fornybar kraftproduksjon

Høyere CO₂ og brenselspris har stor effekt på lønnsomheten til fornybar kraftproduksjon. Med våre modellsimuleringer og forutsetninger om LCOE (gjennomsnittlige utbyggingskostnader over levetiden), er det nå lønnsomt å bygge ut havvind både i UK og Tyskland basert på kraftprisen alene.

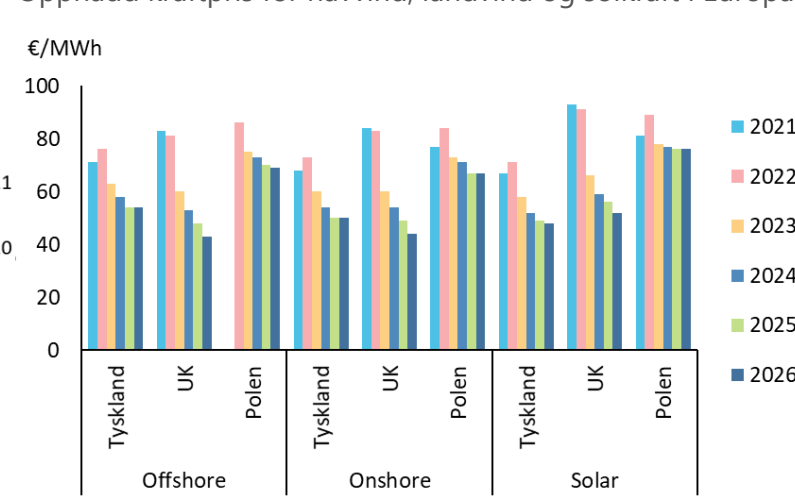
Vår analyse viser at oppnådd kraftpris for havvind overstiger utbyggingskostnadene i hele den kommende femårsperioden. Dette selv om kraftprisene og den oppnådde kraftprisen er ventet å falle noe i årene fremover etter hvert som gass- og kullprisene normaliserer seg. Utover i tid vil også kannibaliseringseffekten bli tydeligere og presse oppnådd kraftpris ned, samtidig som CO₂-prisen i mindre grad vil sørge for økt inntjening til den fornybare kraftproduksjonen, etter hvert som det blir færre fossile kraftverk i produksjonsmiksen.

Tallene på LCOE for landvind, havvind og solkraft er basert på tall fra Bloombergs LCOE oppdatering (1H 2021 LCOE Update), samt dialog med Bloomberg for å nedjustere disse i henhold til et nullutslippsscenario i 2050, som ikke er lagt til grunn i Bloomberg siste rapport. Bloomberg baserer sin prognose for LCOE på fundamentale faktorer som påvirker kostnadene fremover og de gjennomsnittlige kostnadene for faktiske prosjekter i de aktuelle områdene. Tallene er oppgitt uten nettilknytningskostnader. LCOE vil variere basert på mange faktorer som havbunn, dybden på vannet, størrelsen på turbiner, avstand fra land, størrelsen på vindpark, vindforhold, konkurranse blant leverandørene. Variasjon i disse faktorene forklarer også forskjellen i gjennomsnittlig LCOE i UK og Tyskland.

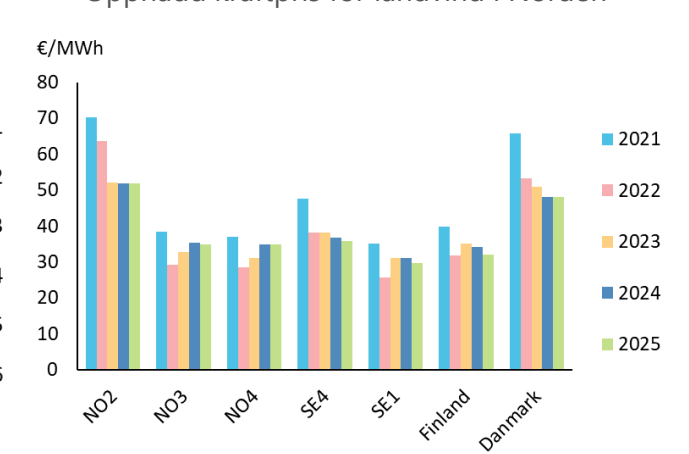
Oppnådd kraftpris vs LCOE for bunnfast havvind



Oppnådd kraftpris for havvind, landvind og solkraft i Europa



Oppnådd kraftpris for landvind i Norden



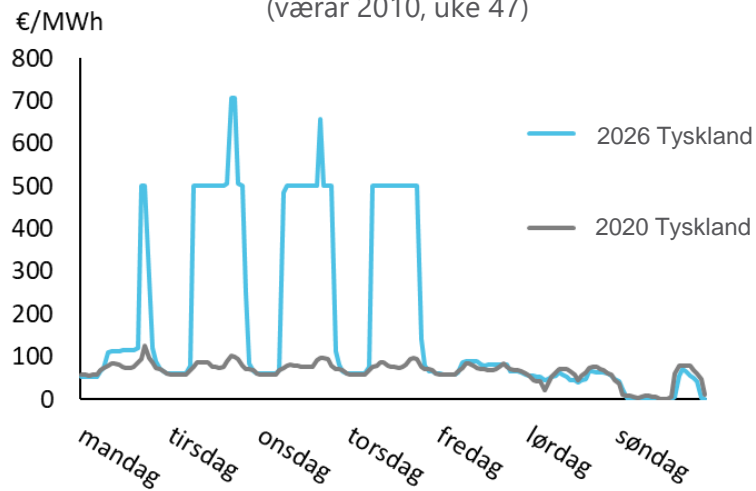
Kraftprisene på kontinentet varierer stadig mer

Det har i 2021 vært ekstremt høy prisvariasjon over uken og døgnet, som følge av de ekstremt høye marginalkostnadene i fossile kraftverk. Prisen har da vekslet mellom priser nær null i perioder med mye sol og vind og svært høye priser når prisen blir satt av fossile kraftverk. Denne ekstreme prisvariasjonen vil trolig ikke oppstå igjen, da CO₂- og brenselprisene blir stadig mindre relevante for kraftprisen, når produksjonsmiksen får en stadig mindre andel av fossil kraftproduksjon. Vi forventer at prisvariasjonen blir mindre etter hvert som brenselprisene normaliserer seg.

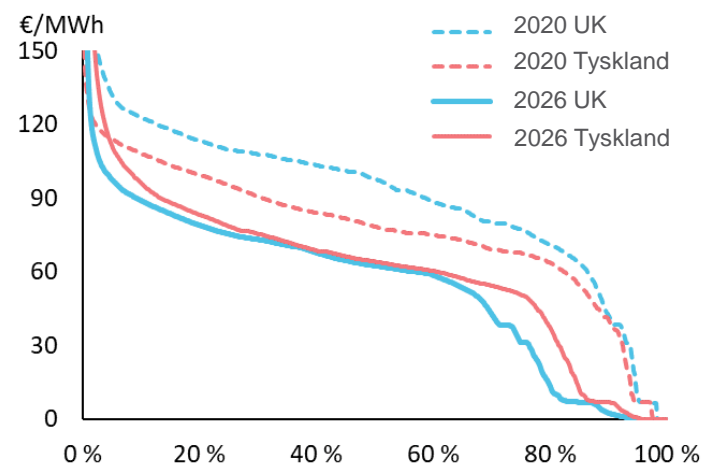
Prisvariasjonen mot 2026 vil imidlertid bli langt høyere enn hva vi har sett historisk. Figurene under viser hvordan de simulerte prisene i 2026 varierer betydelig enn de simulerte prisene for 2020. Prisvariasjonen øker som følge av mer produksjon fra sol og vindkraft, høyere CO₂-pris og strammere effektbalanse som gir hyppigere pristopper hvor forbruk setter kraftprisen. Antall timer med nullpriser øker med 200 % i Tyskland og 400 % i Storbritannia mellom 2020 og 2026.

Mer prisvariasjon på kontinentet vil også føre til mer prisvariasjon over uken og døgnet i Norden og Norge.

Tysk kraftpris gjennom en vinteruke i 2020 og 2026
(vår 2010, uke 47)



Varighetskurve for tysk og britisk kraftpris i 2020 og 2026



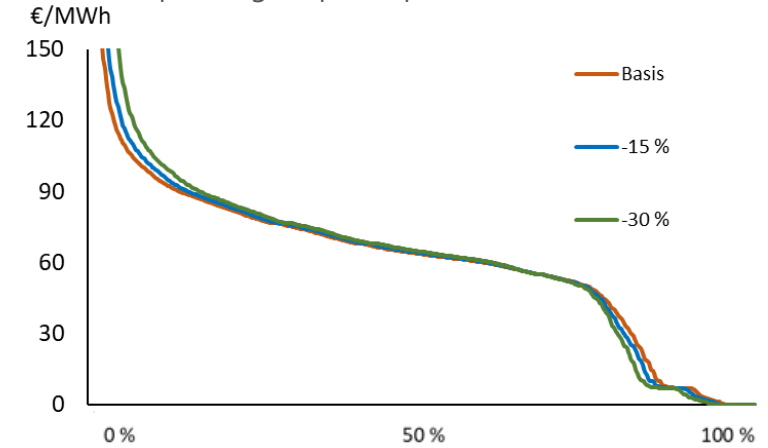
Forsinket nett i Tyskland kan gi enda mer prisvariasjon

Tyskland har utfordringer med interne flaskehalsar mellom Nord-Tyskland, som får stadig mer uregulerbar vind- og solkraftkapasitet, og Sør-Tyskland, som har høyt industrielt forbruk og hvor de tradisjonelle termiske kraftverkene fases ut. Det fører til at overføringskapasiteten på mellomlandsforbindelser ofte må bli begrenset.

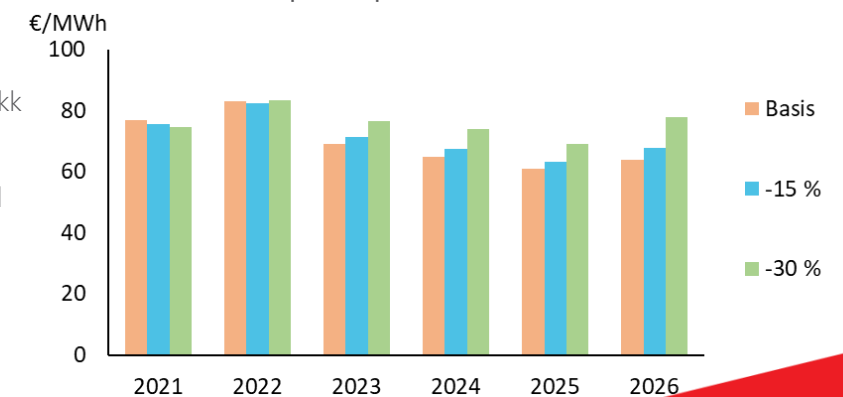
BID3 modellen vi bruker til å simulere det europeiske kraftmarkedet har ikke detaljert nett og derfor kan vi ikke modellere interne flaskehalsar i Tyskland. I stedet bruker vi historiske data om flyt inn og ut av Tyskland som underlag for å sette mer realistiske nettkapasiteter. Sammenligning med Tysklands mellomlandskapasitet under bygging (tabell) tyder på at modellert flyt kan være realistisk. Her er det imidlertid mye usikkerhet.

Vi har testet hvor robuste resultatene er mot redusert mellomlandskapasitet ved å kjøre datasett med -15% og -30% reduksjon av tysk import- og eksportkapasitet. Figur til høyre viser at en slik reduksjon har effekt på volatilitet og gjennomsnittlig pris, men at effekten ikke er veldig stor.

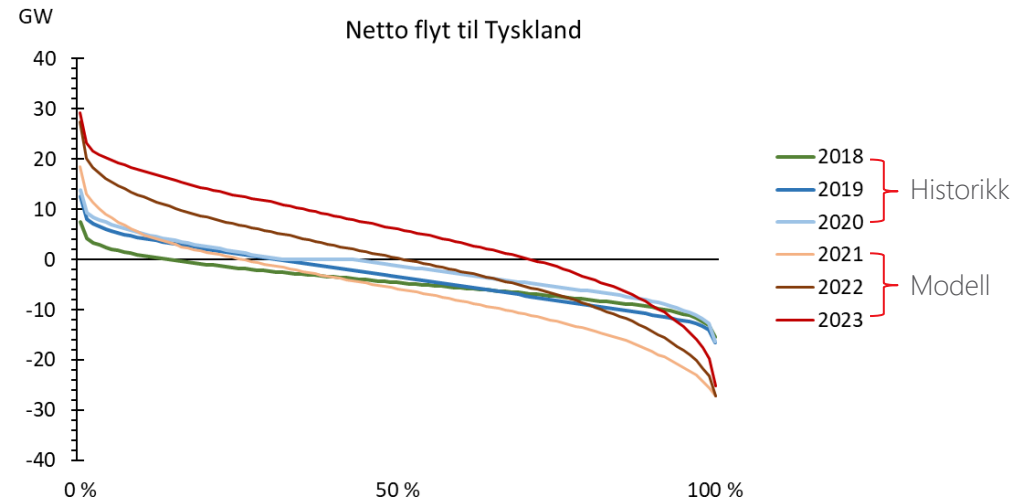
Varighetskurve for tysk kraftpris i 2026 med redusert import- og eksportkapasitet, alt annet likt



Gjennomsnittlig tysk kraftpris med redusert import- og eksportkapasitet, alt annet likt



	Antatt økning i NTC til Tyskland (MW) *TYNDP	Maks utveksling skapasitet (GW)
2020	3400	14
2021	3600	17
2022	5900	21
2023	1750	27

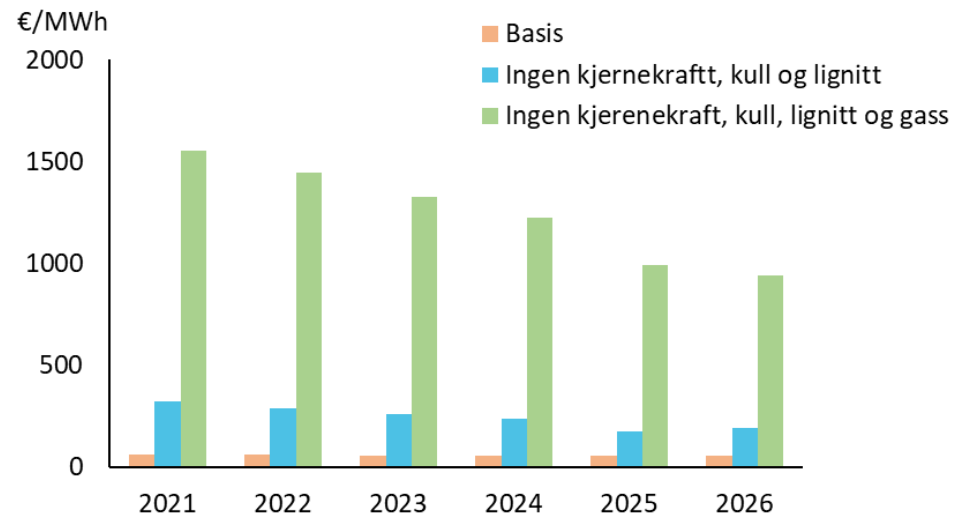


Termisk utfasing bør gå i takt med nett- og fornybarutbygging

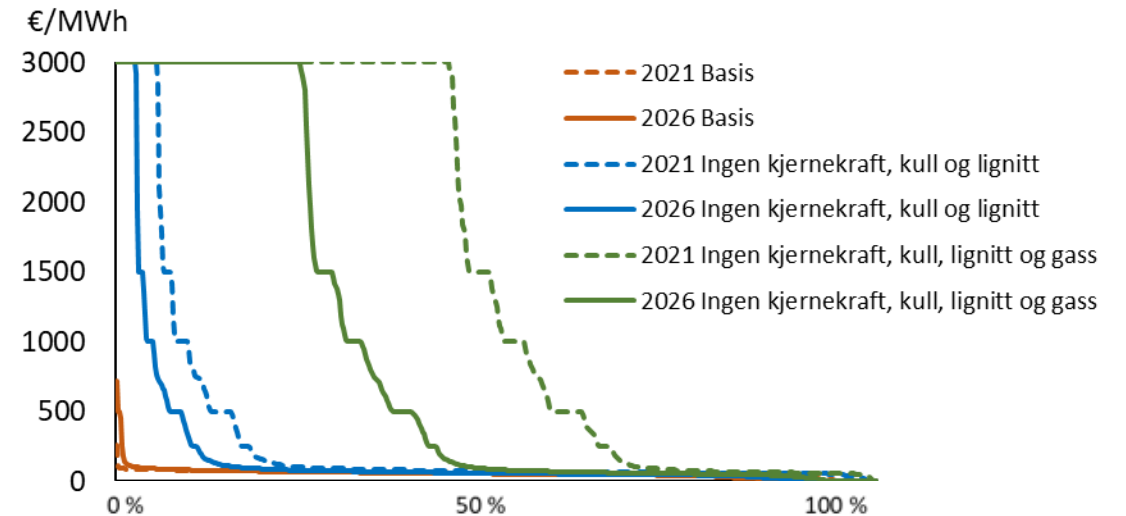
Da det tar tid å utvikle alternativene kan den raske utfasingen av kjerne- og kullkraft gi for lite effekt i perioder med lite bidrag fra sol og vind. For å illustrere poenget har vi gjort sensitivitet der vi trinnvis har fjernet alle kull, brunkull og gasskraftverk i Tyskland, i tillegg til kjernekraften. Det samme bildet vil naturlig nok gjelde i varierende grad for de fleste europeiske land.

Resultatene viser at en brå utfasing av store deler av kullkraftverkene er krevende når det skjer samtidig som alle kjernekraften snart er faset ut. Dette vil kunne gi betydelig høyere snittpriser i Tyskland, drevet av ekstremt høye pristopper i timer med stram effektbalanse. Utfasingen av kull og lignitt bør derfor skje gradvis etter hvert som mengden fornybar, kapasiteten på mellomlandsforbindelsene og fleksibilitetsløsningene tillater det. Storskala fleksibilitet i form av batteri og hydrogen bør på plass før det er mulig å legge ned mye av gasskraftverkene. I Tyskland er utfasingen styrt av utfasingsplanen, som vi legger til grunn i vår basis.

Tysk snittpris i en sensitivitet uten termisk kapasitet, alt annet likt



Varighetskurve for tysk kraftpris i en sensitivitet uten termisk kapasitet, alt annet likt



Norge 2021 – høye priser i sør, lave i midt og nord

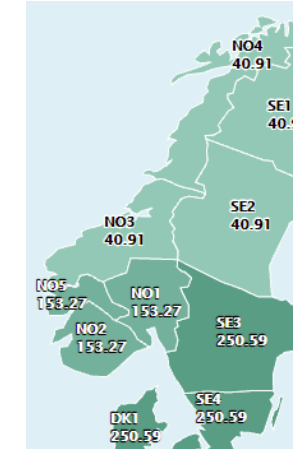
Mye tilsig og eksportbegrensninger ga historisk lav kraftpris i Sør-Norge i 2020 på under 10€/MWh. I 2021 er situasjonen helt snudd på hodet med snittpriser på rundt 65 €/MWh så langt i år, og over 100 €/MWh i snitt de siste tre månedene.

Gjennom våren 2021 førte sterk vekst i CO₂-prisen og deretter sterk vekst i prisene på gass og kull, til å heve kraftprisen til et betydelig høyere nivå, både i Europa og i Norge. I tillegg har tørt vær i Sør-Norge gitt en magasinopplagning godt under normalen. Dette har gitt vedvarende høye priser rundt 100 €/MWh. Samtidig så vi frem til slutten av november vesentlig lavere priser i Midt og Nord med priser rundt 15-20 €/MWh. Denne prisforskjellen mellom nord og sør skyldes flere forhold: (1) Mer vind i Nord-Sverige – og nord for Dovre, nedleggelse av kjernekraft i Sverige, (2) Flaskehals nord-sør i Norden, lav importkapasitet fra Sverige, (3) Handelen med Nord-Europa trekker opp prisene mer i sør og (4) Til nå større forbruksvekst i sør.

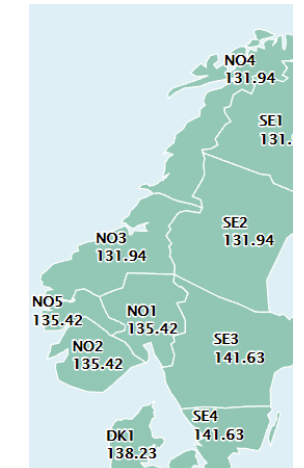
Trenden mot større prisforskjeller mellom nord og sør har vi sett i lengre tid i våre analyser. Årets ekstremt høye europeiske kraftpriser har forsterket og fremskyndet dette prisenbildet. Lav kapasitet internt i Sverige og mot Norge i sør er sentral usikkerhet i den videre utviklingen. På sikt dempes forskjellen i prisnivå etter hvert som forbruket tar igjen produksjonen. I tillegg kommer det en del nettforsterkning både i Norge og Sverige

I slutten av november førte kaldt vær i nord, lite vindkraftproduksjon og betydelig høyere kraftforbruk, til en endring i prisenbildet som hadde vedvart i store deler av 2021. Kraftprisene i Nord-Norge og -Sverige kom på nivå med prisene i Sør-Norge. Dette er et relativt vanlig prisenbilde om vinteren når det blir knapt med effekt i de nordlige prisområdene. Prisen blir da satt av vannkraftverk med lav brukstid og høyere marginalkostnad, eller av termisk kapasitet i andre prisområder. Prisene er imidlertid på et langt høyere nivå enn normalt på grunn av den spesielle markedssituasjonen.

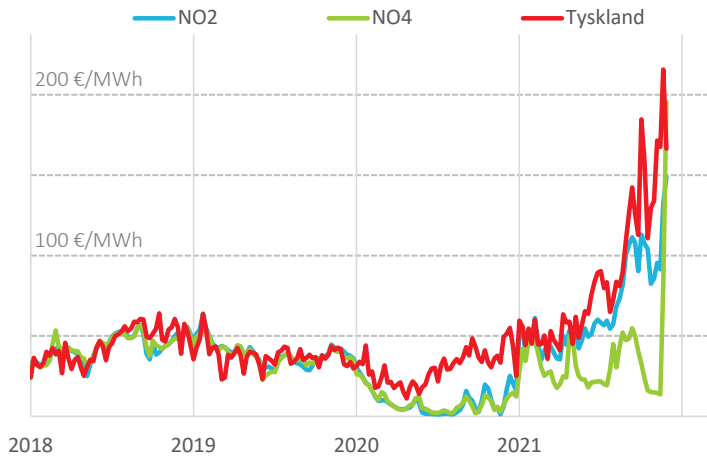
Typisk prisenbilde mellom mars og november 2021



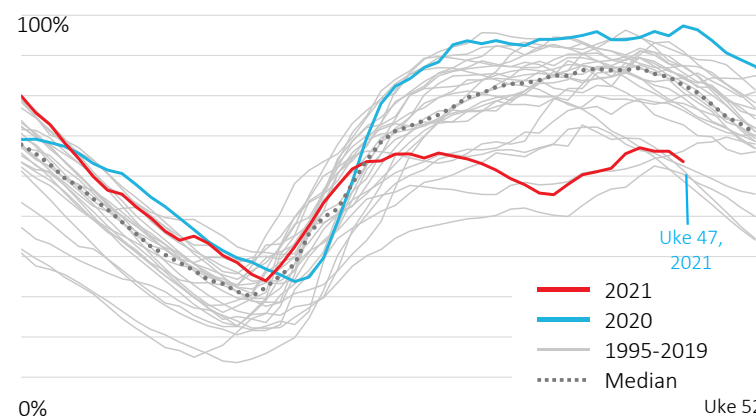
Endring i prisenbildet fra slutten av november 2021



Historisk utvikling i norsk og tysk kraftpris



Magasinopplagning i Sør-Norge. Kilde: NVE



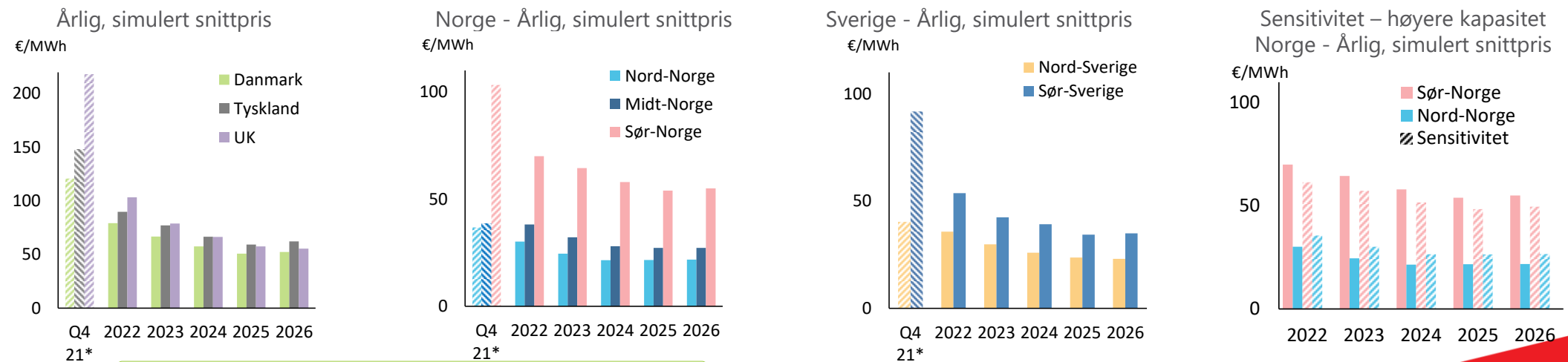
Norsk snittpris i nord og sør faller til hhv. 25 og 55 €/MWh

Dagens høye brenselpriser er ventet å normalisere seg fra neste år og mot 2024/25. Det vil gi et fall i kraftprisene på kontinentet og i Storbritannia som også vil redusere de nordiske og norske kraftprisene. I vår Basis i Norge faller kraftprisene til hhv. 25 og 55 €/MWh i 2026, i Nord- og Sør-Norge. Vi har også et betydelig utfallsrom for kraftpris, for ulik markedsutvikling, som vist på neste side, side 29.

Den sørnorske kraftprisen ligger i 2026 rundt 5€/MWh lavere enn den årlige snittprisen i Tyskland, og på nivå med snittprisen i Storbritannia. Høy forbruksvekst i Sør-Norge, en sørnorsk kraftbalanse nær null og lav kapasitet på Hasle-snippet, bidrar til å trekke sørnorsk kraftpris nærmere det kontinentale prisnivået. Til tross for at snittprisen i Sør-Norge er relativt lik den tyske, gir høy kortsiktig prisvariasjon på tysk side en betydelig prisforskjell time for time, selv om den blir noe lavere enn i dagens ekstreme situasjon. Se også side 32.

I Nord- og Midt-Norge ligger kraftprisen på nivå med kraftprisen i Nord-Sverige. Høy vindkraftutbygging og enormt kraftoverskudd i SE1 og SE2 gir kraftpriser ned mot null i en høy andel av tiden. Dette, kombinert med begrenset kapasitet og utsatt nettutbygging på Snitt 2, gir lave priser i Sverige generelt. Dette bidrar til å holde kraftprisene nede også Midt- og Nord-Norge.

Prisforskjellen mellom nord og sør i Norden reduseres noe mot 2026, men holdes fremdeles på et betydelig nivå. I Basis har vi i 2023 lagt til en økning i tilgjengelig kapasitet på Snitt 2 i Sverige, mellom Midt- og Sør-Norge og over Hasle-snippet, som følge av innføringen av flytbasert markedskobling, se også side 14. Dette, kombinert med normaliseringen av brenselprisene, bidrar til å redusere prisforskjellene mot 2026. Videre mot 2030 vil økt forbruksvekst i Nord-Sverige dempe kraftoverskuddet der og bidra til å jevne ut prisforskjellene. Forventning om fortsatt vekst i CO₂-prisen vil imidlertid virke i motsatt retning ved å trekke opp de sørnorske kraftprisene. Endring i kapasiteten nord-sør og på Hasle-snippet har også betydning for hvor store forskjellene blir i gjennomsnittlig kraftpris nord-sør. For å belyse dette har vi kjørt en sensitivitet med mer kapasitet enn i Basis på Snitt 2 i Sverige, mellom Midt- og Sør-Norge og over Hasle-snippet. Figuren lengst til høyre viser hvordan dette reduserer og hever kraftprisen i hhv Sør-Norge og Nord-Norge, og dermed demper prisforskjellene nord-sør.

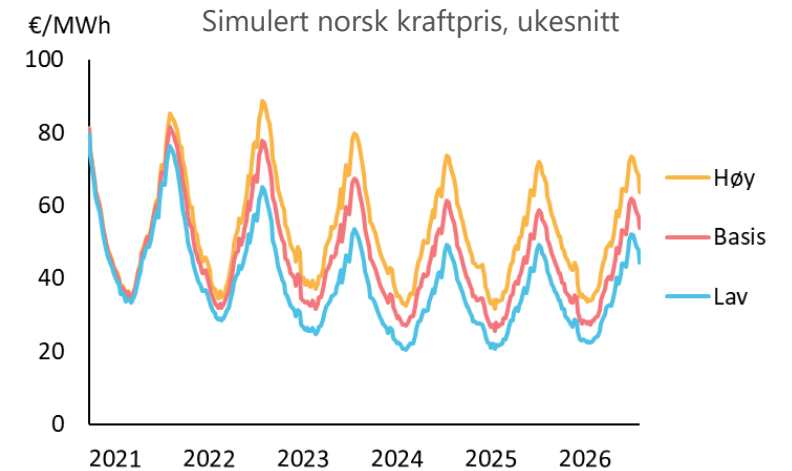
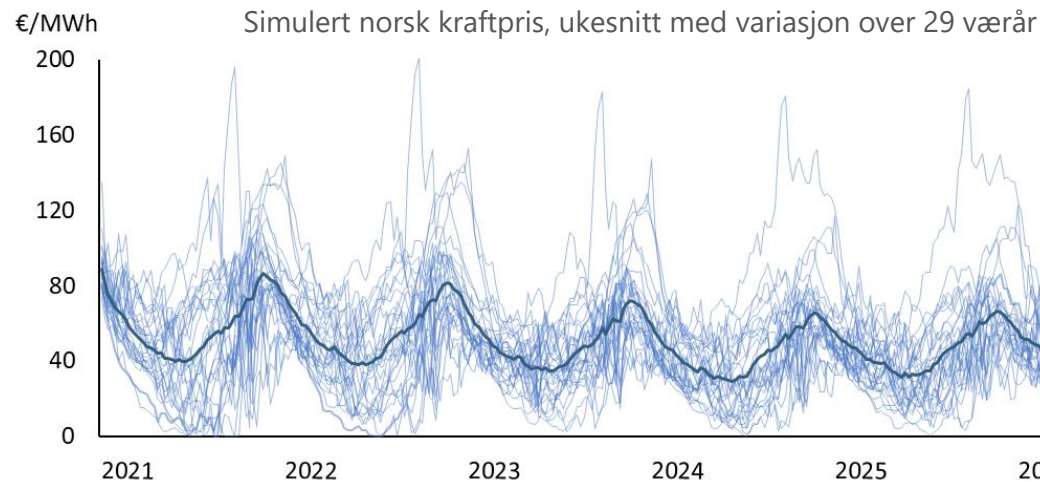
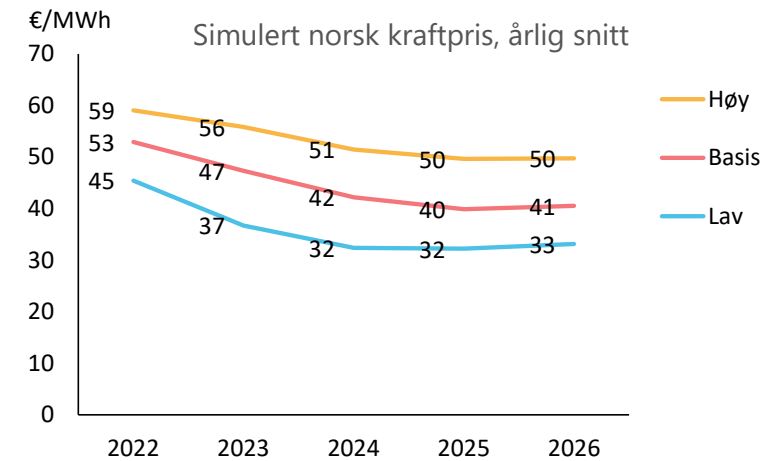


*Q4 21: September, oktober november

Betydelig utfallsrom for gjennomsnittlig norsk kraftpris

Utfallsrommet for norsk kraftpris i våre scenario Høy og Lav er illustrert i figuren til høyre. Høy og Lav er scenario for markedsutviklingen, hvor vi justerer en rekke faktorer som hhv. trekker kraftprisen opp og ned i snitt, eksempelvis priser på CO₂ og brensel, installert kapasitet på ulike typer kraftverk, størrelse på ulike typer forbruk og nett.

I et væravhengig kraftsystem er imidlertid utfallsrommet for kraftprisen knyttet til været, enda større enn utfallsrommet som er gitt av våre scenario, Høy og Lav, som vist i figuren nederst. For å forstå de fundamentale sammenhengene i markedsutviklingen analyserer vi i hovedsak kraftprisene med fokus på kraftprisen som gjennomsnitt av alle simulerte værår. Det er imidlertid viktig å være oppmerksom på at været i enkeltår alene gir et stort utfallsrom for kraftprisen. Ulikt tilsig, sol- og vindkraftproduksjon og temperatur påvirker kraftprisen i ett konkret år. Hadde vi kombinert usikkerheten i markedsutviklingen i Høy og Lav, med utfallsrommet knyttet til vær ville utfallsrommet for kraftpris blitt betydelig større.



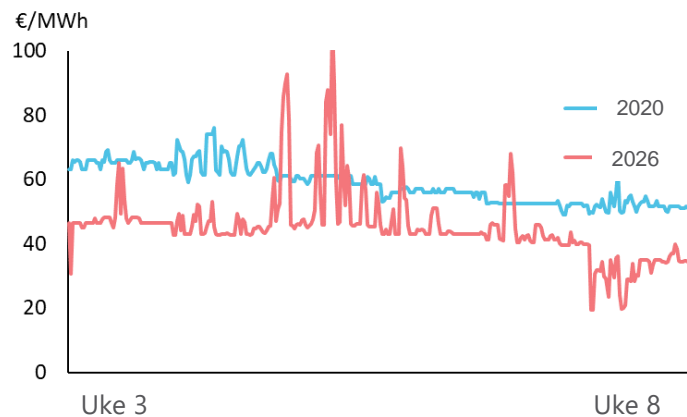
Noe økende kortsiktig prisvariasjon i Norge og Norden

Prisvariasjonen på kontinentet og i Storbritannia vil falle fra dagens ekstremt høye nivå, men vil øke mot 2026, sammenlignet med hva prisvariasjonen har vært historisk, som beskrevet på side 24. Denne utviklingen vil også gjelde for Norden og Norge. Denne utviklingen vil både være drevet av mer prisvariasjon på kontinentet og i Storbritannia, samt en utvikling mot større andel uregulerbar produksjon i Norden. Figurene under viser hvordan variasjonen i simulert kraftpris øker mellom 2020 og 2026 i vår Basis.

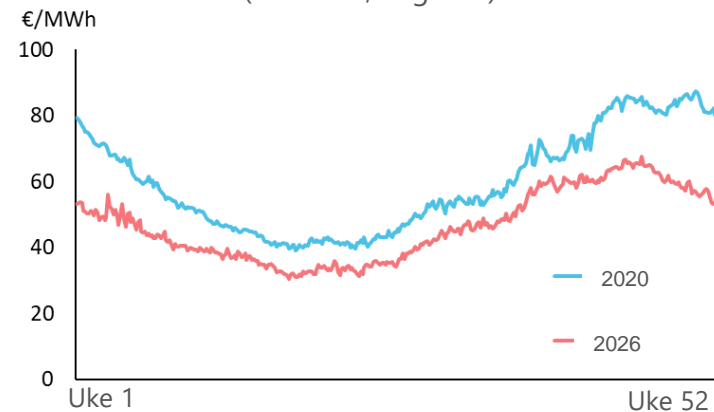
Mer kortsiktig prisvariasjonen vil på lengre sikt kunne gi grunnlag til å realisere mer regulerbar produksjonskapasitet i Norden, som eksempelvis kraftverk på hydrogen eller biogass eller pumpekraftverk, og gi lønnsomhet til å utvide effekten av eksisterende vannkraft.

Mot 2026 vil sesongvariasjonene i pris også minke. Dette som følge av høyere andel sol og vindkraft som har mindre år-til-år variasjon enn vannkraftproduksjon.

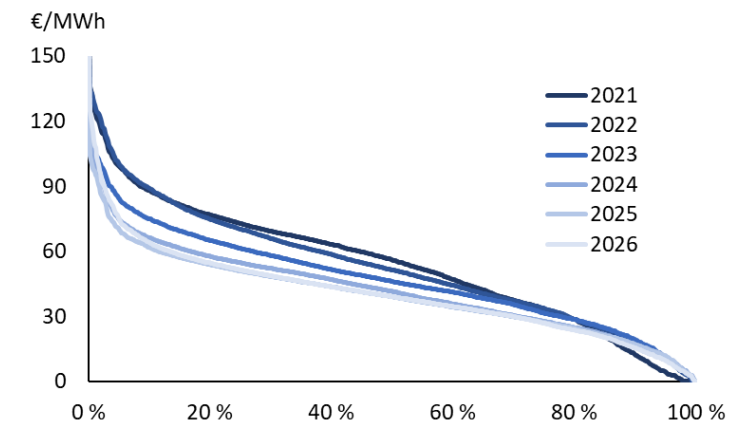
Norsk kraftpris over seks vinteruker i 2020 og 2026
(vårår 1993)



Norsk kraftpris gjennom året i 2020 og 2026
(29 værår, dagssnit)



Varighetskurve for norsk kraftpris



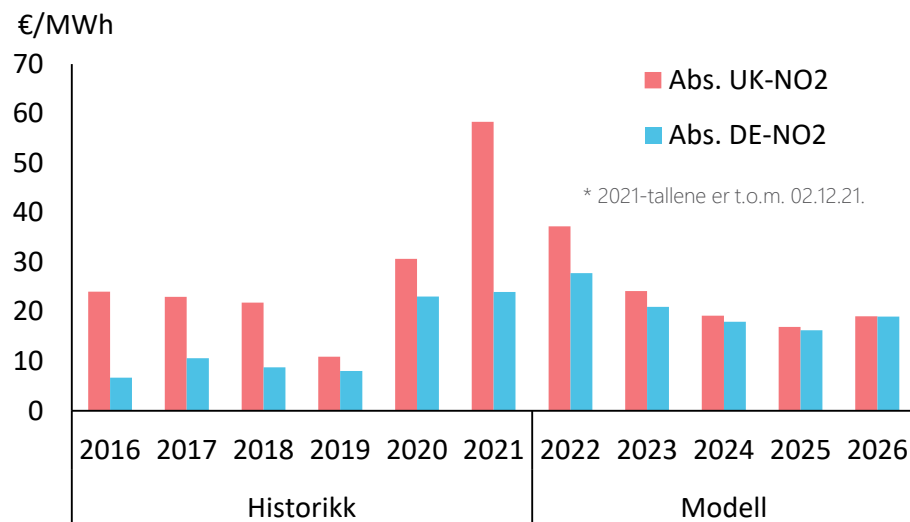
Prisforskjell time for time Norge vs. kontinentet og UK

Historisk har den gjennomsnittlige absolutte prisforskjellen time for time mot UK vært høyere enn forskjellen mot Tyskland. Dette som følge av høyere marginalkostnader i de prissettende kraftverkene i UK, enn i de tyske.

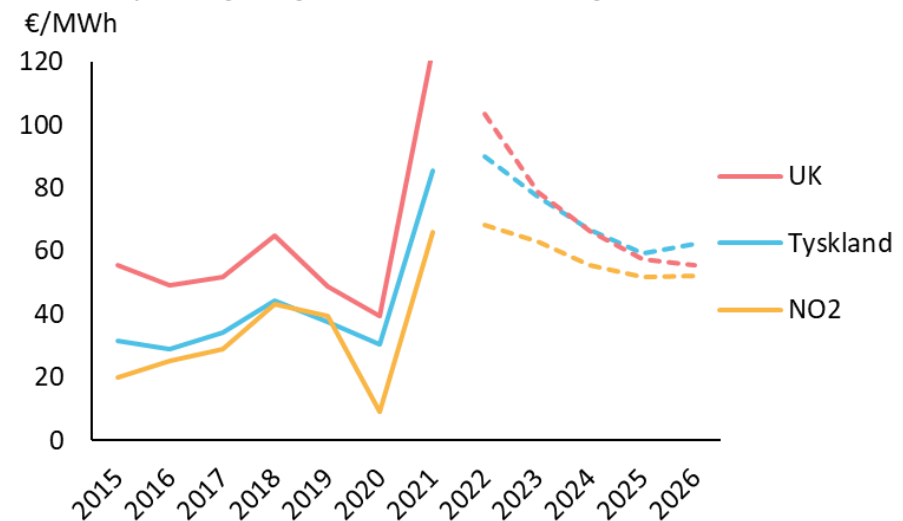
I utgangspunktet reduserer idriftsettelsen av NordLink og NSL den absolutte prisforskjellen mellom Norge og hhv Tyskland og Storbritannia. Markedsutviklingen peker imidlertid mot økende prisvariasjon på kontinentet og i UK, se også side 24. Utviklingen mot høyere andel sol og vindkraft, samt utfasing av fossile kraftverk på kontinentet og i Storbritannia, gir større prisvariasjon som gir høyere time for time prisforskjell i Norge.

Dagens ekstraordinært høye priser på gass og kull gir høy prisforskjell de første årene i analyseperioden, men denne effekten avtar etter hvert som brenselprisene normaliserer seg og andelen fossile kraftverk i produksjonsmiksen blir mindre.

Gj.snittlig, absolutt prisforskjell time for time – historikk og modellresultater



Gj.snittlig, årlig kraftpris – historikk og modellresultater



Lav kapasitet over Hasle og Snitt 2 gir prisforskjell nord-sør

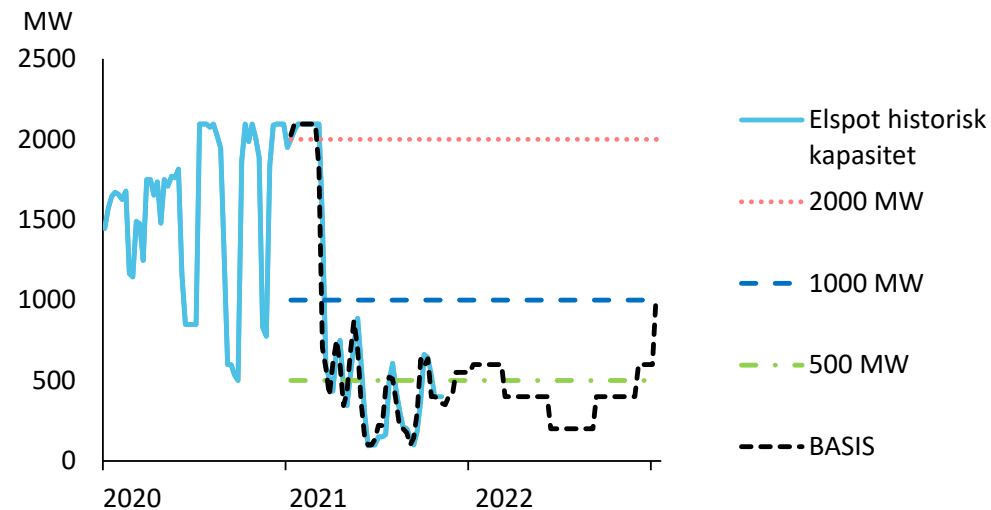
Den tilgjengelige kapasiteten på Hasle-snippet mot Norge (SE3 til NO1) ble redusert i uke 11 2021 og det er usikkert når kapasiteten kommer tilbake. Overgang til flytbasert markedskobling, trolig fra 2023, vil gjøre at kapasiteten vil bli håndtert på en annen og mer effektiv måte enn i dag, som beskrevet på side 14.

For å illustrere virkningen på norske kraftpriser av ulik kapasitet på Hasle-snippet, har vi gjort en enkel delanalyse med fire forskjellige kapasiteter fra SE3 til NO1. Lavere kapasitet fører til høyere pris i Sør-Norge og lavere pris i Nord-Norge. Både makspris og gjennomsnittspris over året øker i sør.

Simuleringene viser også at den gjennomsnittlige, absolutte prisforskjellen time for time mellom prisområder i Norge øker med redusert kapasitet på Hasle-snippet. Prisforskjellen mot Tyskland og Storbritannia er mindre påvirket.

Kapasiteten på Snitt 2 har også stor betydning. Høyere kapasitet på Snitt 2 reduserer prisforskjellen nord-sør i Norden. Både Hasle og Snitt 2 er begrenset av noen av de samme flaskehalsene, og dersom disse løses vil kapasiteten kunne øke på begge snittene og gi større virkning. Se beskrivelse av våre basisforutsetninger og årlige snittpriser i basis på hhv side 14 og 28.

Historisk Elspot-kapasitet og modellert kapasitet på SE3-NO1



Gjennomsnittlig, absolutt prisforskjell i normalåret 2022

