

Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris

Skrevet av Jon Gustav Kirkerud, Julie de Brisis og Åsa Grytli Tveten

Sammendrag

Det siste året har ekstreme gasspriser i Europa ført til svært høye europeiske kraftpriser. De høye prisene har også gitt svært høye kraftpriser i Norge, og spesielt i Sør-Norge. Det er fortsatt stor usikkerhet knyttet til framtidige gasspriser, og vi kan ikke utelukke at perioden med høye kraftpriser i Europa kan vare lenge. I dette notatet beskriver vi, og kvantifiserer vi ved hjelp av modellanalyser, hva den norske kraftbalansen har å si for hvor stor prispåvirkning de høye europeiske kraftprisene vil ha på norske kraftpriser. Analysene våre viser en klar sammenheng mellom kraftbalansen og kraftprisen i Sør-Norge, og sammenhengen er størst i situasjoner med høye priser og stor prisvariasjon i Europa. Med en høy nasjonal kraftbalanse vil norske priser i de fleste år være lavere enn prisene i Tyskland og Storbritannia. En styrking av den underliggende kraftbalansen i Norge vil dermed kunne bidra til å redusere kraftprisene i Norge i perioder med høye priser i Europa. Hvilke veivalg som gjøres for den nasjonale kraftbalansen i årene som kommer, vil derfor kunne ha stor betydning for den fremtidige kraftprisen.

I Innledning

Kraftprisene i Europa har det siste året nådd nivåer de aldri har vært på noen gang tidligere, hovedsakelig grunnet ekstreme gasspriser i Europa. De norske kraftprisene har i stor grad blitt påvirket av de høye prisene i Europa, noe som har ført til svært høye kraftpriser også i Norge, og spesielt i Sør-Norge. De norske kraftprisene påvirkes av flere ulike drivere, inkludert et samspill mellom den norske kraftbalansen, mulighetene for kraftutveksling, og prisene i tilgrensende land. I dette notatet beskriver og drøfter vi hvordan de høye brenselprisene i Europa smitter over på norske kraftpriser, og hvor mye den norske kraftbalansen har å si for denne prispåvirkningen. Sammenhengen mellom norske kraftpriser, europeiske brenselpriser, og norsk kraftbalanse kvantifiseres ved hjelp av modellanalyser av ulike brenselpriser, kraftbalanser og værscenarier.

I delkapitlene under gir vi en introduksjon til hvordan de norske kraftprisene påvirkes av ulike drivere, med et spesielt fokus på den nasjonale kraftbalansen, og brensel- og kraftpriser i tilgrensende land. I kapittel 2 beskriver vi modellanalysene vi har gjennomført for å kvantifisere disse sammenhengene. I kapittel 3 presenterer vi resultater fra analysene, og i kapittel 4 diskuterer vi de viktigste usikkerhetsmomentene. Til slutt avslutter vi i kapittel 5 med en konklusjon.

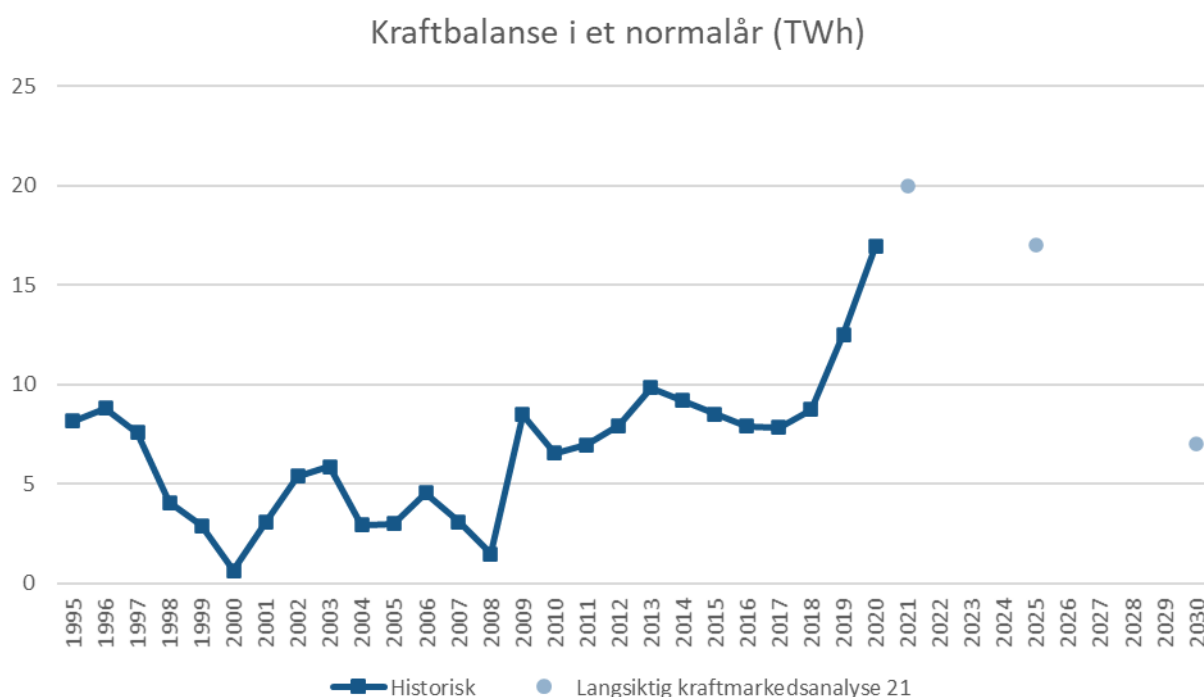
I.1 Den norske kraftbalansen er en viktig driver for kraftprisene

I det vannkraftdominerte norske kraftsystemet er en av de viktigste driverne for kraftprisene den norske *kraftbalansen*. Kraftbalansen gir et forholdstall mellom kraftsystemets samlede produksjonsevne og det totale forbruket av kraft. Ved en positiv kraftbalanse vil vi ha muligheter for netto krafteksport ut av Norge, mens vi ved en negativ kraftbalanse vil måtte ha netto import for å dekke forbruket. I Norge er den totale produksjonsevnen svært avhengig av mengde tilsig til vannkraftverkene, og dette kan variere mye fra år til år. Man skiller derfor gjerne mellom den *underliggende kraftbalansen*, som beskriver produksjonsevnen og ressursituasjonen for et gjennomsnittså, og den *væravhengige kraftbalansen*, som beskriver ressursituasjonen i et enkeltår medregnet væreffekter. Den væravhengige kraftbalansen i hvert enkelt år, vil være sterkt preget av værforhold som tilsig, vind og temperatur.

I kraftmarkedene byr vannkraftprodusentene inn sin produksjon basert på *vannverdier*. Vannverdiene gir et mål på produsentenes vurdering av verdien av det lagrede vannet i vannkraftmagasinene. Vannverdiene fastsettes basert på beregninger av forventet fremtidig inntekt av det lagrede vannet, også omtalt som vannets alternativkostnader. I tillegg til vurderingen av fremtidig inntekt, må vannet verdsettes og disponeres på en slik måte at det er høyt nok magasinnivå til vinteren, når forbruket er høyt og tilsiget lavt. Videre må magasinnivået være lavt nok før vårflommen for å begrense flom og vanntap. Slik må produsentene ta hensyn til en lang rekke parametere og usikkerhetsmomenter ved beregning av vannverdier, og beregningene gjøres derfor ved hjelp av omfattende modellverktøy.

Når kraftprodusentene skal beregne og fastsette vannverdier, er kraftbalansen en svært viktig parameter. I perioder med høyt overskudd av kraft, vil vannkraftprodusenter ønske å produsere mer kraft for å unngå flom og tap, og dermed verdsette vannet i magasinet lavere. Dette vil gjøre at produsentene byr inn i markedet basert på lave vannverdier, som igjen gir lave kraftpriser. Motsatt vil en lav kraftbalanse gjøre at produsentene verdsetter vannet i magasinene høyt, og byr inn i markedet basert på høye vannverdier, som igjen gir høyere kraftpriser.

Figur 1 viser at den underliggende kraftbalansen i Norge har vært høy de siste årene, men er forventet å falle de kommende årene på grunn av økt forbruk og lite ny produksjon. Det er mulig å bedre den underliggende kraftbalansen gjennom tiltak for økt produksjonskapasitet og redusert forbruksvekst. Kraftprisene i Norge vil også påvirkes av kraftbalansen i andre nordiske land, særlig i Sverige, som vi har mye utvekslingskapasitet med. Innad i Norden har den underliggende kraftbalansen styrket seg i nord, særlig fordi mye av vindkraftutbygningen de siste årene har kommet her. I sørlige deler av Norge og Sverige har det også kommet ny kraft, men det har også vært økning i forbruk og nedstengninger i kjernekraften som har svekket den underliggende kraftbalansen.



Figur 1: Utvikling i kraftbalansen i Norge¹ fra 1995-2020 og NVEs prognose frem til 2030.

1.2 Kraftbalansen påvirker hvor mye utenlandske kraftpriser smitter over på de norske

Det norske kraftsystemet er i dag tett knyttet sammen med resten av Norden og Nord-Europa gjennom mellomlandsforbindelser og felles markedsløsninger. I løpet av vel et år har Norge økt utvekslingskapasiteten på mellomlandsforbindelser med 2,8 GW. Etter at de nye forbindelsene til Tyskland og Storbritannia ble satt i drift, er den samlede utvekslingskapasiteten mot utlandet 8,8 GW. Tettere tilknytning til våre naboland gir økte muligheter for kraftutveksling, og dette påvirker de norske vannverdiene, og dermed også kraftprisene.

Som tidligere beskrevet fastsettes de norske vannverdiene basert på et samspill mellom flere ulike drivere, og en viktig driver blant disse er forventningene til inntekter ved krafteksport. Vannverdiene vil fastsettes slik at det norske kraftoverskuddet vil eksporteres på tidspunkter og til land med høye kraftpriser. I markedsløsningen i kraftmarkedet vil kraften typisk flyte fra landet eller området med lav pris, til området med høy pris. Når prisene er høyere i våre naboland enn i Norge, vil Norge derfor eksportere kraft ut av landet. Dersom

¹ Tall fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/krafftorsyningen/> for vann og vindkraft og termisk. Produksjon på Kårstø trukket fra. Kraftforbruk er tall fra SSB, for andre kategorier enn industri er det brukt 5 års glidende snitt.

overføringskapasiteten på en forbindelse mellom to områder utnyttes fullt ut, vil det bli prisbrudd mellom de to områdene, og områdene vil få forskjellige priser. Dersom kapasiteten derimot ikke utnyttes fullt ut, vil det bli priskobling mellom områdene, som betyr at områdene vil få samme pris. Utnyttelsesgraden av mellomlandsforbindelsene bidrar slik til å bestemme i hvor stor grad de norske kraftprisene påvirkes av prisene i tilgrensende land.

Den norske kraftbalansen vil påvirke hvor store mulighetene er for norsk krafteksport, og dermed også hvor mye de utenlandske kraftprisene smitter over på norske kraftpriser. Ved høyt norsk kraftoverskudd vil det i beregningen av norske vannverdier bli tatt hensyn til økte muligheter for eksport. Vannverdiene vil da typisk settes slik at det ikke bare eksporteres kraft i høypristimer, men også i timer med lavere priser. Ved lavt kraftoverskudd vil produsentene spare mer på vannet, og vannverdiene vil justeres opp på et nivå som kun gir eksport i timene med de høyeste prisene i tilgrensede land. Slik vil norske vannverdier, og dermed norske kraftpriser, legge seg tettere opp mot maksprisene i tilgrensende land når kraftbalansen er lav. Endringer i kraftbalansen vil på denne måten påvirke hvilke europeiske prisnivåer som smitter over på norske priser.

1.3 Det siste året har svært høye europeiske kraftpriser smittet over på norske kraftpriser

Kraftprisene i Europa har det siste året nådd nivåer vi aldri har sett tidligere. Det er flere årsaker til det høye prisnivået, men en viktig forklaringsfaktor er høy gasspris i Europa. Etter en svært kald vinter i fjor (2020/2021) gikk EU inn i sommeren med veldig lave gasslagre. Høy etterspørsel etter gass i EU for å fylle lagrene til vinteren, kombinert med høye priser for LNG i hele verden i etterkant av pandemien, ga høye gasspriser som igjen trakk kostnader for gasskraftproduksjon opp. Dette resulterte i svært høye kraftpriser på kontinentet og i Storbritannia.

Perioden med høye kraftpriser i Europa har sammenfalt med en lav væravhengig kraftbalanse i Sør-Norge, grunnet lavere energitilførsel fra tilsig og vind, og høyere forbruk til oppvarming enn normalt i vinteren 2020/2021. I denne situasjonen har de norske vannkraftprodusentene justert opp vannverdiene til et nivå som har ligget tett opp mot de høye europeiske prisnivåene, som beskrevet i avsnitt 1.2. Dette har igjen ført til svært høye kraftpriser i Sør-Norge.

Prisene i Nord- og Midt-Norge har blitt mindre påvirket av perioden med høye europeiske priser, og har holdt seg på et moderat til lavt nivå. Mens det sørlige Norge (NO1, NO2, NO5) er tett knyttet til Europa, har nettbegrensninger gjort at det har blitt prisbrudd (se avsnitt 1.2) mellom de nordlige og sørlige budområdene. I tillegg har kraftbalansen i de nordlige budområdene vært bedre. Nord- og Midt-Norge har hatt mer nedbør enn det sørlige Norge, og utbygging av vindkraft nord i Norge og Sverige (NO3, NO4, SE1, SE2) har ført til billig innestengt kraft i disse budområdene.

Etter den russiske invasjonen av Ukraina i februar 2022 har usikkerheten rundt framtidige gasspriser økt ytterligere. Vi kan derfor ikke utelukke at perioden med høye kraftpriser i Europa som følge av et presset gassmarked kan vare lenge, noe som også vil kunne gi høye priser i Norge videre framover. Europa har de siste årene gjennomgått en omstilling av kraftsystemet bort fra kullkraft og kjernekraft over mot fornybar energi. Dette gjør at gasskraft må balansere større volumer, avhengigheten av gasskraft øker, og kraftprisene i Europa blir mer eksponert for endringer i gassprisen. Sammen med mer variabel fornybar kraft fra vind og sol bidrar dette også til mer kortsiktig prisvolatilitet i de europeiske kraftmarkedene.

2 Forutsetninger for modellanalysen

For å kvantifisere hvordan den norske kraftbalansen påvirker virkningene av høye europeiske gasspriser på de norske kraftprisene, har vi gjennomført modellanalyser ved hjelp av modellverktøyene TheMA og Samnett. TheMA har vært hovedmodell for de europeiske markedene, og Samnett for de nordiske markedene. I analysene benytter vi det samme modelloppsettet og legger til grunn de samme forutsetningene som Langsiktig kraftmarkedsanalyse fra 2021². For å gjenspeile en markedssituasjon i Europa lik høyprissituasjonen vi ser i 2021/2022 har vi i tillegg utarbeidet et høyprisscenario. Videre har vi utarbeidet to tilleggsscenarioer for lavere og høyere underliggende kraftbalanse i Norge enn den vi legger til grunn i LA21. Hvert av scenarioene kjøres med 30 ulike værår, for å også kunne undersøke hvordan den væravhengige kraftbalansen spiller inn.

² https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf

2.1 Høyprisscenario for 2021 og 2030

Vårt referansescenario er Basis LA 21. I tillegg har vi laget et scenario med høye kraftpriser i Europa. Ved å også studere et høyprisscenario kan vi se på

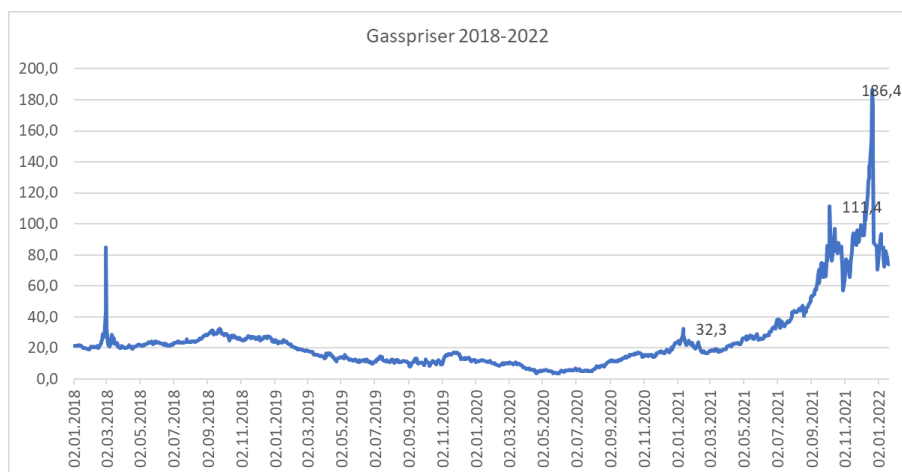
- 1) hvordan norske kraftpriser påvirkes av et høyere prisnivå i Europa, og
- 2) hvordan en endret kraftbalanse i Norge påvirker norske kraftpriser ved ulike brensel- og CO₂-priser.

I scenarioene våre har vi sett både på brensel- og CO₂-priser fra Basis LA 21, og høyere brensel- og CO₂-priser i høyprisscenarioet. Tabellen under viser prisene for gass, kull og CO₂ i Basis LA 21 og i høyprisscenarioet. Prisene oppgitt her er gjennomsnittspriser for året, men i modellen varierer de med sesongprofiler.

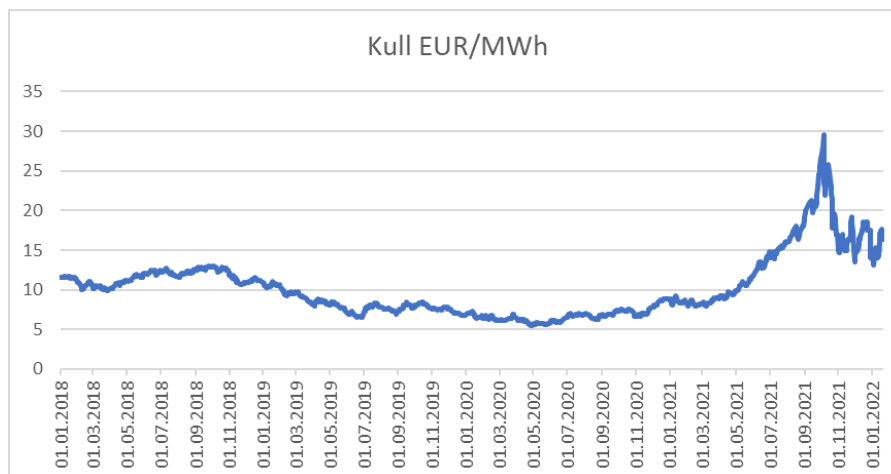
Tabell 1: Brenselpriser i Basis-datasettet i LA21 og i høyprisscenarioet for 2021 og 2030

	Gass [€/MWh]		Kull [€/MWh]		CO ₂ [€/tonn]	
	2021	2030	2021	2030	2021	2030
Basis LA 21	21	19	9.1	8.8	42	48
Høyprisscenario	85	85	15	15	90	90

Brenselprisene i høyprisscenarioet ble valgt på bakgrunn av historiske tall fra 2018 og frem til i dag (Figur 2-Figur 4), og satt på nivå med de høyeste prisene som er observert høsten 2021. Merk at prisforholdet mellom kull og gass er endret i høyprisscenarioet sammenlignet med Basis i LA 21, ettersom prisen på gass har økt mer enn prisen på kull. Samtidig er CO₂-prisen satt til det høyeste som ble observert i 2021. Siden kullkraftproduksjon er mer utslippsintensiv enn gasskraftproduksjon, vil CO₂-prisen påvirke kostnaden til kullkraft mer enn for gasskraft.



Figur 2. Historiske gasspriser fra 2018 til 2022.



Figur 3. Historiske kullpriser fra 2018 til 2022



Figur 4. Historiske karbonpriser fra 2018 til 2022 (EUR per tonn CO₂).

2.2 Scenarier for underliggende kraftbalanse i 2030

I NVEs LA2I antar vi en noe redusert underliggende kraftbalanse for Norge (scenario *Forventet kraftbalanse*), sammenlignet med i dag. For å belyse hvordan kraftprisen i Norge påvirkes av kraftbalansen, har vi utarbeidet to tilleggsscenarioer for den underliggende kraftbalansen. I scenarioet *Høy kraftbalanse* antar vi at den høye underliggende kraftbalansen vi har i dag opprettholdes. I scenarioet *Lav kraftbalanse* antar vi en svekkelse av den underliggende kraftbalansen. Scenarioene er utarbeidet med det formål å skape et utfallsrom for analysen, samtidig som de ikke skal oppfattes som svært usannsynlige. Hvert av de tre scenarioene for den underliggende kraftbalansen kjøres med 30 ulike værår, for å også inkludere variasjonen i væravhengig kraftbalanse. De tre scenarioene er beskrevet mer i detalj under, og endringene i *Høy* og *Lav kraftbalanse*, relativt til *Forventet kraftbalanse*, er oppsummert i tabell 1.

- *Forventet kraftbalanse +7 TWh*: I NVEs LA2I forventes det at kraftbalansen i 2030 vil bli 7 TWh. Dette er en reduksjon i forhold til i dag og kommer av at det forventes mye nytt forbruk samtidig som det kun ventes en liten økning i produksjon.
- *Høy kraftbalanse +19 TWh*: Dette scenarioet forutsetter at produksjonen øker og forbruksveksten reduseres. Totalt gir det en styrket kraftbalanse på 12 TWh i forhold til 2030-scenarioet i LA2I. Av dette har vi forutsatt at vel 10,3 TWh er lokalisert i de sørlige elspotområdene i Norge NO1, NO2 og NO5. Av dette utgjør havvind knappe 7 TWh i Sør-Norge. Dette tilsvarer en utbygging av f.eks. Sørlige Nordsjø

2 med 1500 MW innen 2030. Videre er det forutsatt noe mindre forbruksvekst i petroleumssektoren og datasenterindustrien. Vi har også antatt mer energieffektivisering i bygg. Resultatene vil variere noe med hvilken teknologi som blir bygd mest ut for å styrke kraftbalansen, men hovedbildet er det samme.

- *Lav kraftbalanse -5 TWh:* Dette scenarioet forutsetter en høyere vekst i forbruk med totalt 12 TWh i forhold til 2030 scenarioet i Lang Analyse 2021. Av dette antar vi at 9,3 TWh kommer i de sørlige elspotområdene i Norge NO1, NO2 og NO5. Forbruksveksten kommer i lett industri, datasentre og hydrogen. Det antas også mindre energieffektivisering i bygg.

Tabell 2: Oppsummering av endringer i forhold til Langsiktig kraftmarkedsanalyse 21 i produksjon og forbruk i Norge i scenarioene for høy og lav kraftbalanse 2030 (TWh).

	Endringer fra Forventet kraftbalanse +7 (TWh)	
	Høy kraftbalanse +19	Lav kraftbalanse -5
Produksjon		
Havvind	6,7	0,0
Forbruk		
Petroleum og industri	-3,2	4,5
Bygg	-1,9	3,1
Hydrogen	0,0	3,7
Konsekvens for nettap:	-0,3	0,7
Sum endring:	12,0	-12,0
Fordeling på elspotområder:		
NO1	1,1	-3,1
NO2	8,3	-4,5
NO3	1,0	-1,3
NO4	0,7	-1,3
NO5	0,9	-1,7

3 Analyseresultater

I dette kapittelet presenterer og diskuterer vi resultatene fra modellanalysene. I avsnitt 3.1 og 3.2 undersøker vi hvordan brenselprisene påvirker kraftprisene og prisvariasjonen i Europa, ved å sammenligne resultatene fra basis- og høyprisscenarioet. I avsnitt 3.3 til 3.5 ser vi mer spesifikt på Norge, og undersøker hvordan kraftprisene i Europa påvirker de norske kraftprisene, gitt de ulike scenarioene for underliggende og værvhengig kraftbalanse.

3.1 Økte brenselpriser medfører økte strømpriser i Europa

Modellresultatene våre viser at kraftprisene i Europa øker når vi øker brensel- og CO₂-prisene. For eksempel øker den gjennomsnittlige kraftprisen i UK i 2021 fra ca. 68 €/MWh i basisscenarioet til 195 €/MWh i høyprisscenarioet. Tabell 4 viser gjennomsnittlig kraftpris i utvalgte land i Europa i basis- og høyprisscenarioet. Vi ser at prisene i høyprisscenarioet er høyere enn i basisscenarioet i alle land, både i 2021 og 2030.

Tabell 4: Gjennomsnittlige kraftpriser i Europa i basis og høyprisscenarioet i 2021 og 2030

	Tyskland		Nederland		Polen		Storbritannia	
	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030
Basis	59.8	57	59.3	53.8	64.3	62.7	67.6	56.6
Høypris	138.7	152.8	145	153.9	124	127.9	194.5	177.3

Grunnen til at brensels- og CO₂-prisene påvirker kraftprisene, er at marginalkostnadene for gasskraft og kullkraft endrer seg. I timene hvor kull- og gasskraft blir prissettende, som er typisk timer med høyt forbruk og/eller lav fornybar kraftproduksjon, bidrar høyere marginalkostnader for kull og gass til høyere kraftpriser. Økningen i brensels- og CO₂-priser påvirker gjennomsnittsprisene i ulike land forskjellig, fordi andelen kull- og gasskraftproduksjon varierer mellom landene. I gasskraftdominerte land, som Nederland, vil økningen i kraftpriser være større enn i mer kullkraftdominerte land, som Polen.

3.2 Større prisvariasjon i høyprisscenarioet

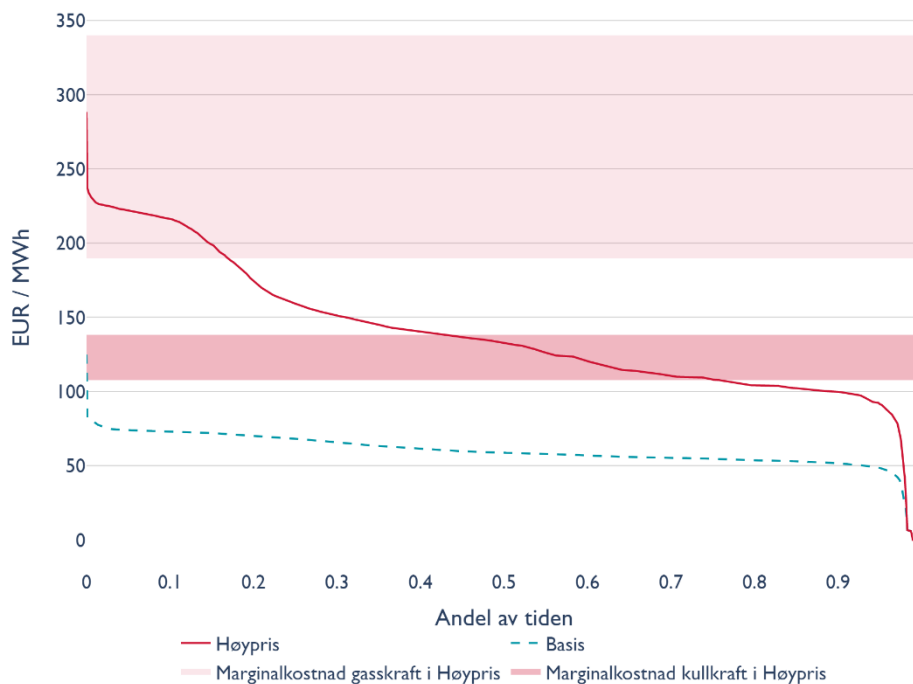
I høyprisscenarioet blir det større kortsiktig prisvariasjon enn i basisscenarioet. Med høye gass- kull- og CO₂-priser blir det større forskjell i marginalkostnader mellom ulike teknologier, noe som gir en brattere tilbudskurve i land med mye termisk produksjonskapasitet. Prisforskjellen blir særlig stor mellom de timene når fornybar kraft er prissettende og timene når gasskraft er prissettende. Det blir også økte forskjeller mellom timer der kull- og gasskraft er prissettende, og mellom timer der ulike gasskraftteknologier setter prisen.

Figur 5 viser varighetskurver for kraftpriser i Tyskland for året 2021. Basisscenarioet er den stiplede linjen og høyprisscenarioet er den heltrukne linjen. Den gjennomsnittlige kraftprisen i Tyskland i 2021 øker fra 60 €/MWh i basis- til 139 €/MWh i høyprisscenarioet. Vi ser også at formen på kurven er brattere og med flere nivåer. Dette er blant annet fordi prisforholdet mellom kull og gass er endret, ettersom prisen på gass har økt mer enn kull. I tillegg har kraftverkene som er prissettende forskjellige virkningsgrader. Dermed er det større forskjell mellom de laveste og høyeste marginalkostnadene som setter prisen.

I figuren har vi også tegnet inn spennet for marginalkostnader for kull og gass i høyprisscenarioet. Det lysegrå båndet viser marginalkostnadene for gasskraft og det mørkegrå båndet viser marginalkostnadene for kullkraft. For Tyskland ser vi at de høyeste kraftprisene i høyprisscenarioet er innenfor området for marginalkostnadene for gass, mens kraftprisene mellom 108 og 138 €/MWh er innenfor området for marginalkostnadene for kull.

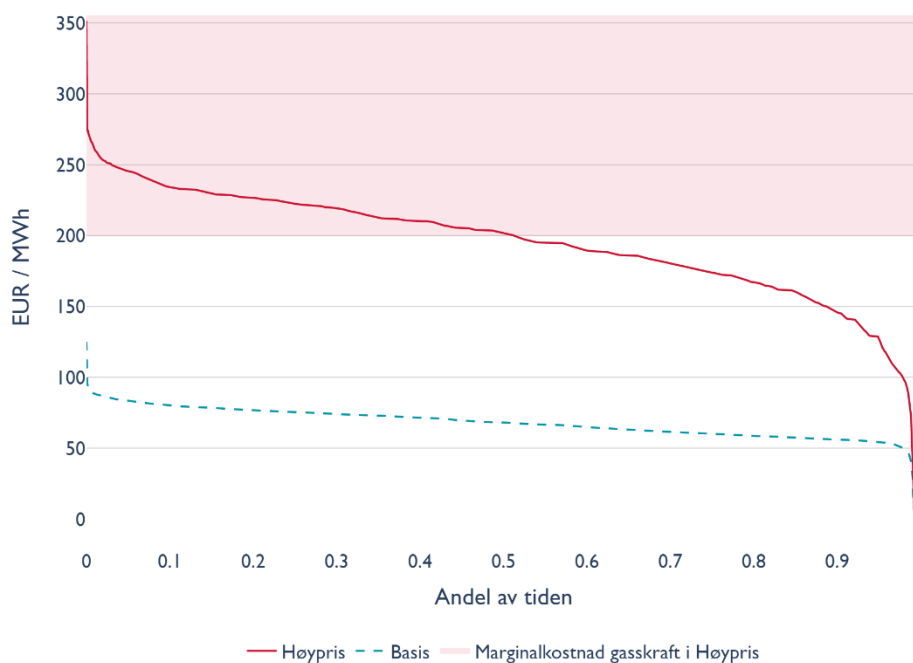
Figur 6 og Figur 7 gir tilsvarende informasjon som Figur 5, for UK og Polen. Ved å studere varighetskurver for ulike land, ser vi hvordan kraftprisene bestemmes av ulike teknologier i ulike land. Kraftprisene i UK settes i større grad av marginalkostnaden for gass, mens i Polen er kullkraftverkene prissettende i flere timer enn gass. Merk at aksene på de to figurene er noe forskjellige, da den høyeste prisen i UK er 350 og den høyeste prisen i Polen er 300. De høyeste kraftprisene i UK er høyere enn i både Tyskland og Polen, noe som blant annet har sammenheng med et påslag på CO₂-prisen i UK i 2021.

Varighetskurve for kraftpris i Tyskland 2021



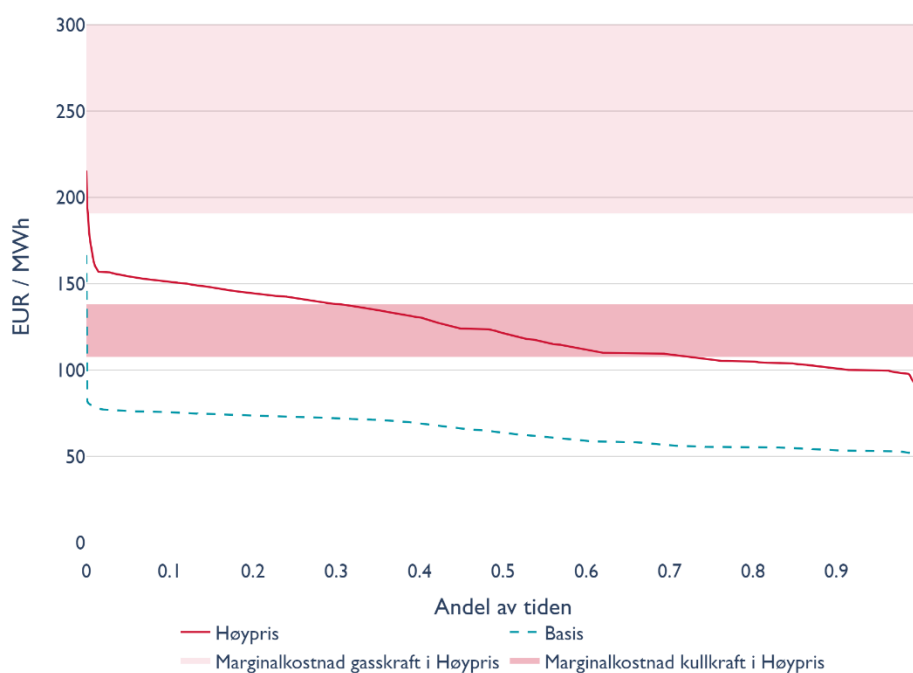
Figur 5: Varighetskurve med timespriser (øre/kWh) i alle værår for basis- og høyprisscenarioet, samt utfallsrom for laveste og høyeste marginalkostnader til kull og gass i høyprisscenariet i Tyskland i 2021. Gjennomsnittlig kraftpris i Basis er 60 og i Høypris 139 €/MWh i Tyskland i 2021

Varighetskurve for kraftpris i Storbritannia 2021



Figur 6: Varighetskurve med timespriser (øre/kWh) i alle værår for basis- og høyprisscenarioet, samt utfallsrom for lavest og høyeste marginalkostnader til kull og gass i høyprisscenariet i UK i 2021. Gjennomsnittlig kraftpris i Basis er 68 og i Høypris 195 €/MWh.

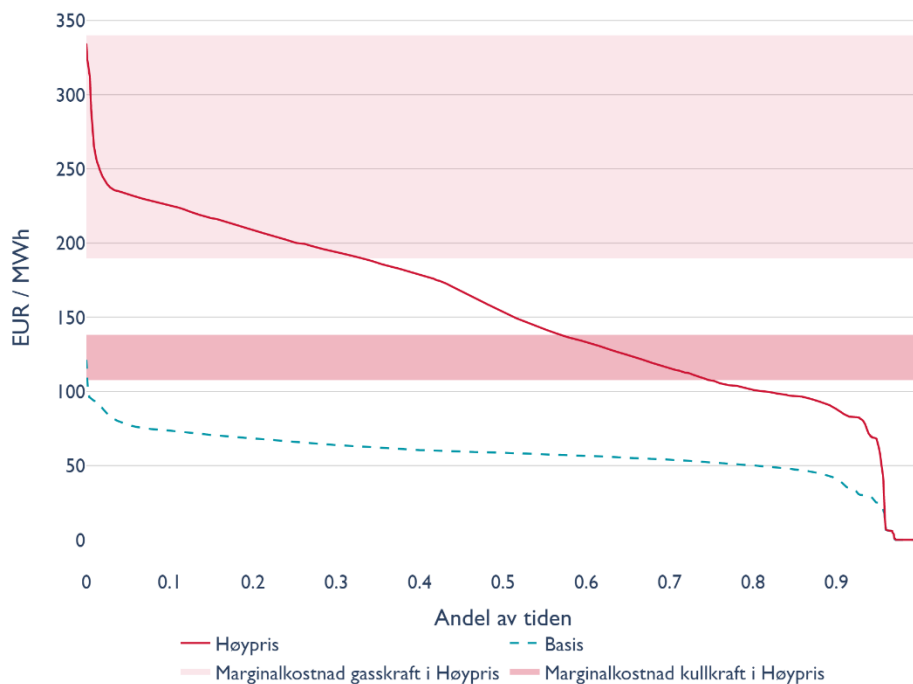
Varighetskurve for kraftpris i Polen 2021



Figur 7 Varighetskurve med timespriser (øre/kWh) i alle værår for basis- og høyprisscenarioet, samt utfallsrom for lavest og høyeste marginalkostnader til kull og gass i høyprisscenariet i Polen i 2021. Gjennomsnittlig kraftpris i Basis er 64 og 124 €/MWh.

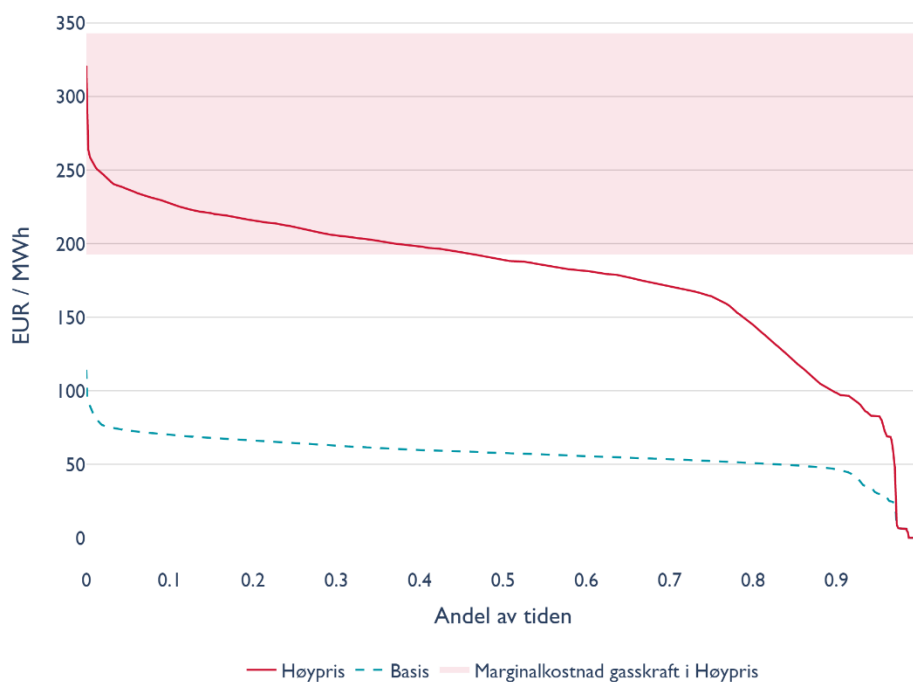
Figur 8 og Figur 9 viser varighetskurver og marginalkostnader for kull og gass i Tyskland, UK og Polen for året 2030. Det er mer fornybar kraftproduksjon i 2030 sammenlignet med 2021, noe som reflekteres i varighetskurvene. For eksempel er det flere nullpriser, som skyldes perioder med mye variabel og uregulerbar produksjon samtidig, og på tidspunkter der forbruket er lavt. Mer fornybar kraftproduksjon gir også større prisvariasjon, som gir brattere helning på varighetskurven. I 2030 ser vi også at prisnivået i UK er lavere enn i 2021, blant annet fordi kull fases ut og påslaget på CO₂-prisen er fjernet.

Varighetskurve for kraftpris i Tyskland 2030



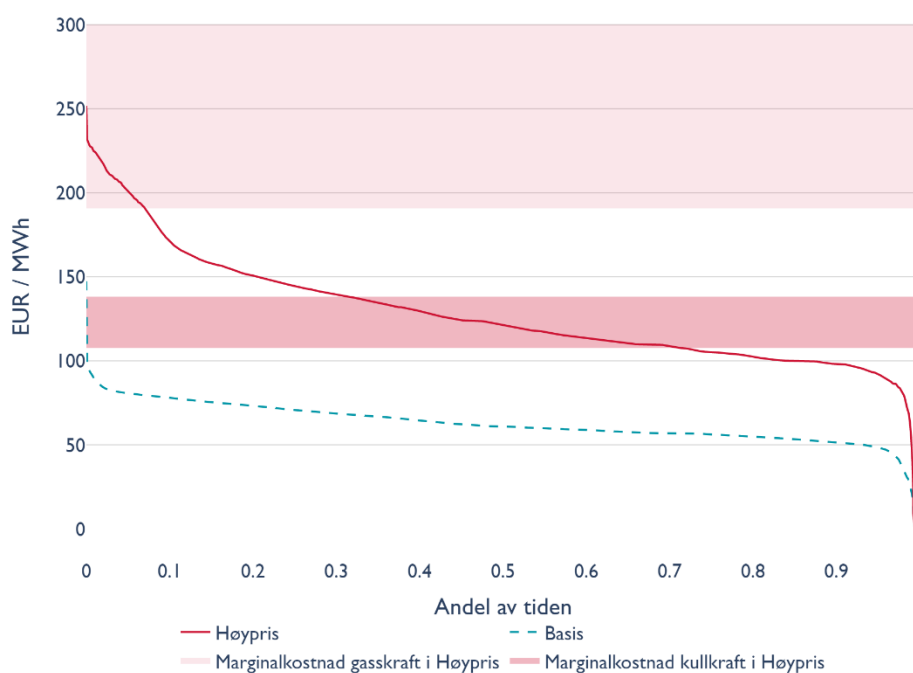
Figur 8. Varighetskurve med timespriser (øre/kWh) i alle værår for basis- og høyprisscenarioet, samt utfallsrom for laveste og høyeste marginalkostnader til kull og gass i Tyskland i 2030. Gjennomsnittlig kraftpris i Basis er 57 og i Høypris 153 €/MWh i 2030.

Varighetskurve for kraftpris i Storbritannia 2030



Figur 9. Varighetskurver med timespriser (øre/kWh) i alle værår for basis- og høyprisscenarioet, samt utfallsrom for laveste og høyeste marginalkostnader til kull og gass i UK i 2030. Gjennomsnittlig kraftpris i Basis er 57 og i Høypris 177 €/MWh.

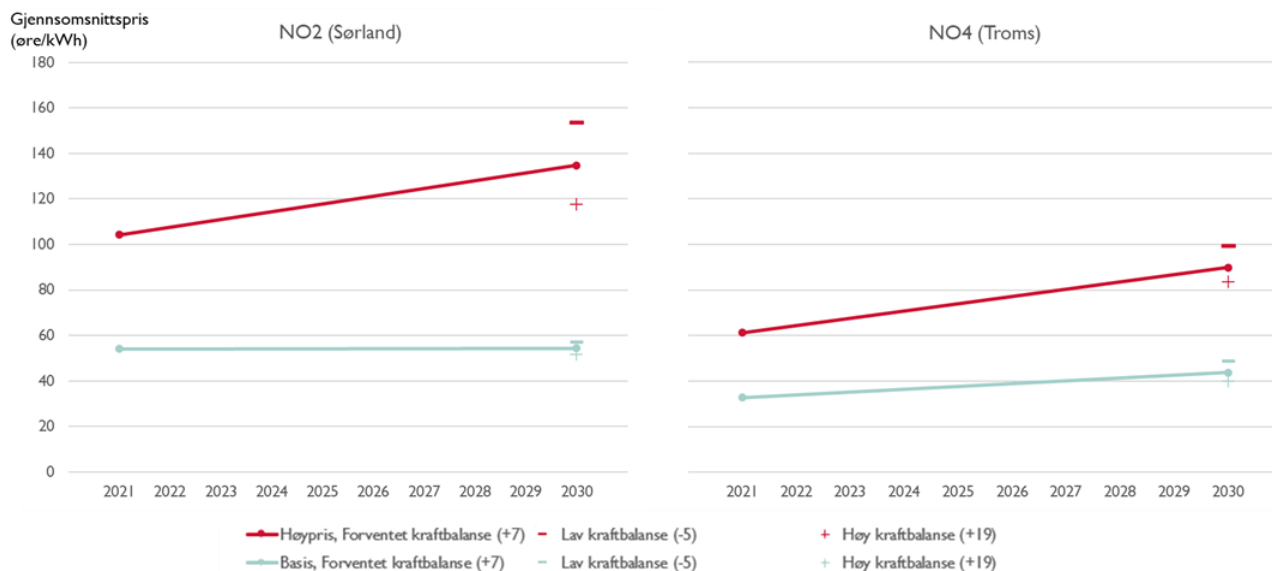
Varighetskurve for kraftpris i Polen 2030



Figur 10. Varighetskurver med timespriser (øre/kWh) i alle værår for basis- og høyprisscenarioet, samt utfallsrom for laveste og høyeste marginalkostnader til kull og gass i Polen i 2030. Gjennomsnittlig kraftpris i Basis er 63 og i Høypris 128 €/MWh.

3.3 Økt kraftbalanse i Norge gir mindre påvirkning fra høye europeiske kraftpriser

Figur 11 viser gjennomsnittspriser for Sør-Norge og Nord-Norge for alle scenarioene for årene 2021 og 2030. Resultatene viser at de norske kraftprisene øker i scenarioet med høye brenselpriser, og som for de andre europeiske landene er prisøkningen større i 2030 enn i 2021. Alle områder i Norge blir påvirket av høyere brenselpriser, men Nord-Norge blir mindre påvirket enn Sør-Norge. Høyere kraftbalanse i Norge fører til lavere kraftpriser i både basis og høyprisscenarioet. Dette ser vi både når kraftbalansen øker som følge av bedre underliggende kraftbalanse, og når den væravhengige kraftbalansen øker.

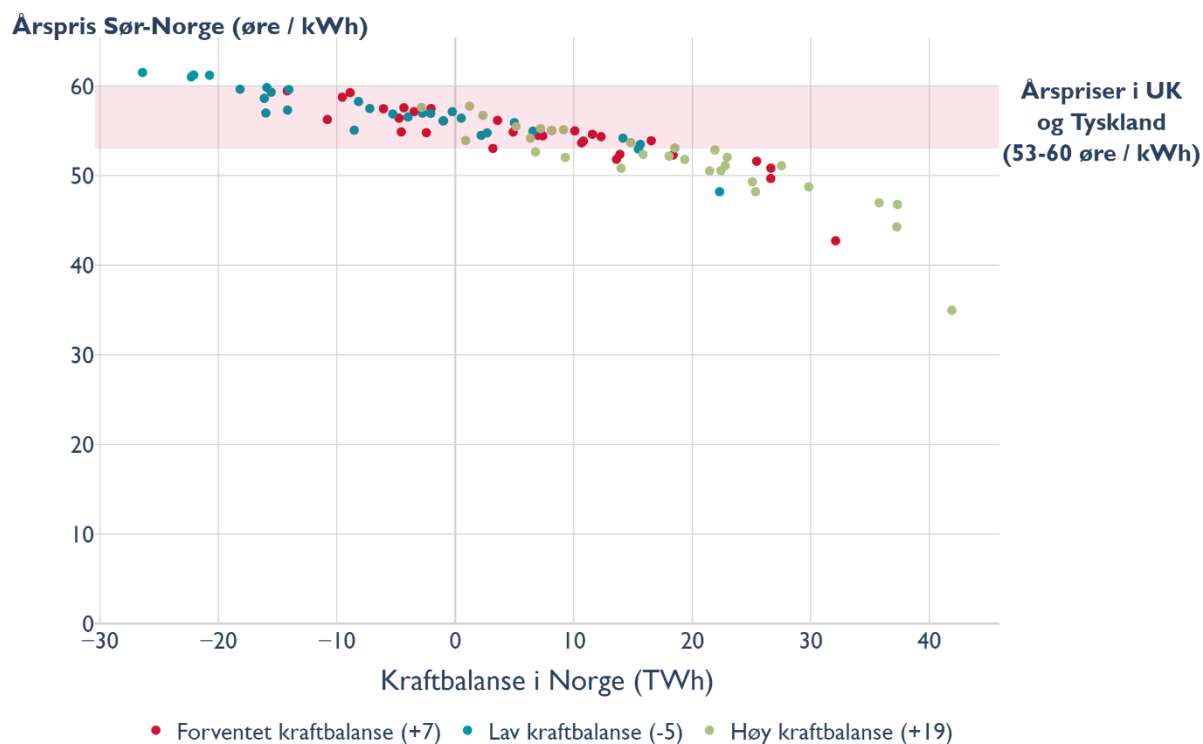


Figur 11 : Gjennomsnittspriser i Sør-Norge (venstre graf) og Nord-Norge (høyre graf) i øre/kWh for alle scenarioene. Farge angir prisscenario, mens symbol angir kraftbalansescenario for 2030.

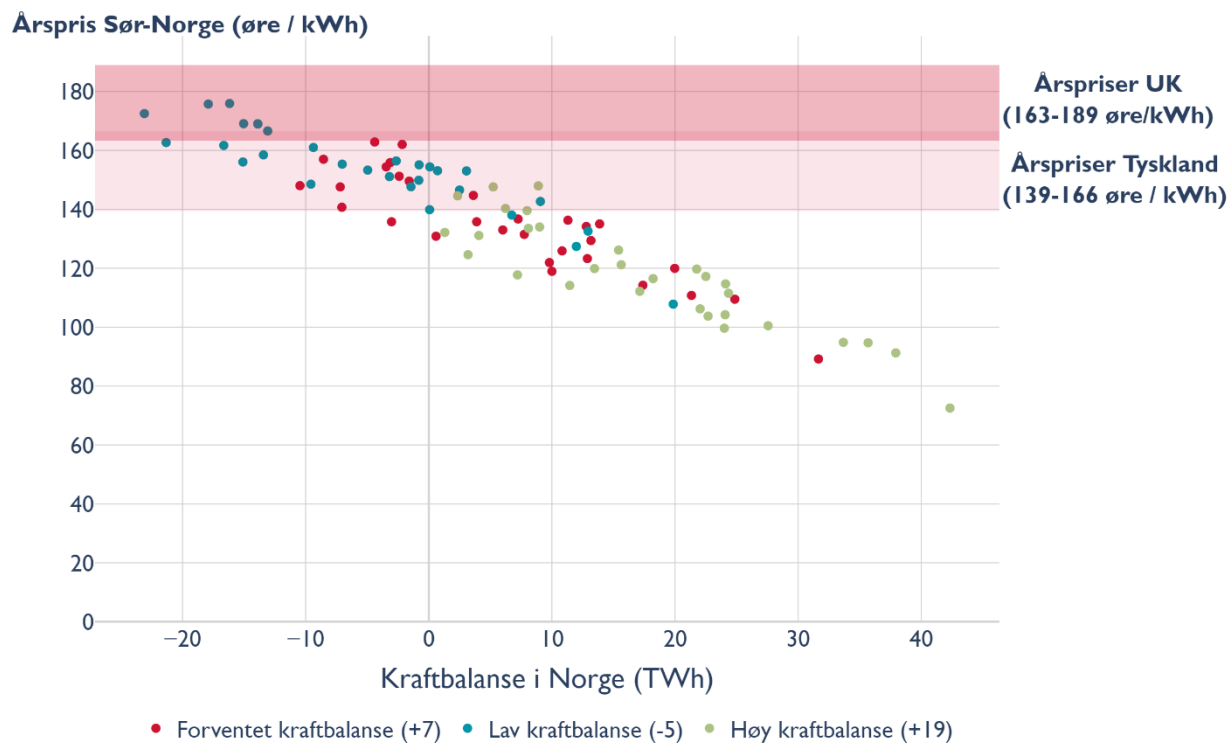
Figur 12 og Figur 13 viser gjennomsnittlige årspriser for hvert av kraftbalansescenarioene, og for hvert simulerte værår, for basisscenarioet (Figur 12) og høyprisscenarioet (Figur 13). Den horisontale akse viser kraftbalanse per værscenario, mens den vertikale akse viser gjennomsnittlig kraftpris. Det røde skraverte feltet viser spennet i årlige kraftpriser i Tyskland, til sammenligning.

For begge scenarioene er det en klar negativ sammenheng mellom kraftbalansen i Norge og kraftprisen i Sør-Norge: Jo lavere nasjonal kraftbalanse, jo høyere priser i Sør-Norge. Forholdet mellom kraftbalanse og kraftpriser følger en nær lineær trend. Det er tydelig at den væravhengige kraftbalansen spiller en viktig rolle innenfor hvert av scenarioene for underliggende kraftblanse. I basisscenarioet (Figur 12) vil for eksempel et år med gode værforhold energimessig ha 40 TWh mer i kraftbalanse enn et år med dårlige værforhold. Samtidig skiller det bare 24 TWh mellom scenarioet Lav underliggende kraftbalanse (-5) og Høy underliggende kraftbalanse (+19).

Koblingen mellom kraftprisen i Europa og kraftprisen i Sør-Norge er sterk i alle scenarier, men en høy kraftbalanse bidrar til et noe lavere prisnivå i Norge, sammenlignet med ved en lav kraftbalanse. Med lav kraftbalanse vil vi enkelte år få høyere gjennomsnittlige årspriser på kraft i Sør-Norge enn i Tyskland og UK. Dette gjelder for begge prisscenarioene, men fremkommer aller tydeligst i høyprisscenarioet (Figur 13). Med en kraftbalanse på null vil den gjennomsnittlige årsprisen være omtrent på nivå med prisen i Tyskland og Storbritannia, mens i år med en sterkt positiv kraftbalanse faller prisene til lavere nivåer enn i Europa.



Figur 12: Gjennomsnittlig kraftpris over året i Sør-Norge (øre/kWh) 2030 og norsk kraftbalanse for 30 ulike værår i basis-scenariot.



Figur 13: Gjennomsnittlig kraftpris over året i Sør-Norge (øre/kWh) 2030 og norsk kraftbalanse for 30 ulike værår i høyprisscenariot.

3.4 Virkningen av endret kraftbalanse er større i høyprisscenarioet

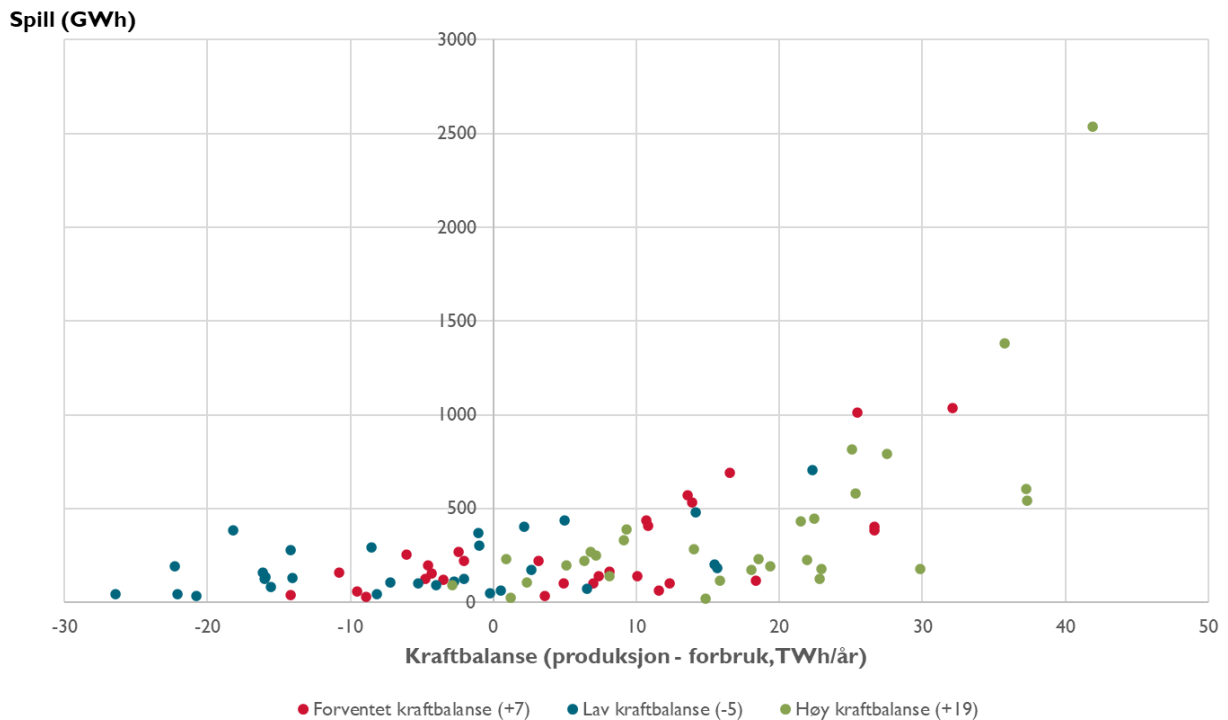
Virkningen på kraftpris av endret kraftbalanse er høyest i høyprisscenarioet (Figur 13), hvor årsprisen spenner mellom 70 og 180 øre ved hhv. den høyeste og laveste kraftbalansen. Til sammenligning ligger prisene i basisscenarioet mellom 31 og 61 øre/kWh. Med en høy underliggende kraftbalanse vil den gjennomsnittlige årsprisen i Sør-Norge i de aller fleste værår ligge betydelig lavere enn prisnivået i Tyskland og Storbritannia. Med en lav underliggende kraftbalanse vil derimot prisene i Sør-Norge i flere av værårene være på nivå med, og enkelte år ligge over, prisene i Tyskland og Storbritannia. I høyprisscenarioet, med høye gass- kull- og CO₂-priser, vil de gjennomsnittlige prisene i Sør-Norge allikevel være betydelig høyere enn i basisscenarioet, også ved høy kraftbalanse. Det er kun i år med svært høy kraftbalanse at vi ser antydninger til at prisene faller ned mot tradisjonelt normale nivåer.

Større prisvirkning av ulike kraftbalanser i høyprisscenarioet kan knyttes til brattere tilbudskurve, og høyere prisvariasjon, i de europeiske landene i dette scenarioet, som beskrevet i avsnitt 3.2. Når prisvariasjonen i de europeiske landene er stor, vil kun små endringer i den norske kraftbalansen kunne gi store endringer i prispåvirkning fra naboland. Ved høy kraftbalanse vil det kunne være krafteksport i mange timer av døgnet, og de norske vannverdiene vil legge seg på et nivå som er lavere enn maksprisene i naboland. Ved lav kraftbalanse, derimot, vil vannverdiene justeres opp på et nivå som kun gir eksport i timene med høyest pris i naboland.

3.5 Svært høy kraftbalanse vil gi innelåst kraft og lave priser i Norge

Ved svært høye kraftoverskudd vil flaskehalsen mot utlandet føre til at kraften blir «innelåst» i Norge, og norske priser faller betydelig under snittprisene i Europa. I slike situasjoner ser kraftprodusentene en høy risiko for spill i magasinene og verdsetter derfor kraften lavere. I modellresultatene skjer en slik frikobling av den norske kraftprisen ved kraftoverskudd på rundt 40 TWh. Dette tallet er imidlertid forbundet med noe usikkerhet, som følge av både modellforenklinger, knyttet til eksempelvis tilgjengelighet i overføringskapasitet, og brukerstyrt kalibrering. Dette diskuteres nærmere i kapittel 4.

År med svært høyt kraftoverskudd i Norge vil på den ene siden være gunstig for norske forbrukere, som vil få betydelig lavere kraftpriser. På den andre siden vil år med store kraftoverskudd gjøre at del av den potensielle kraftproduksjonen i Norge ikke blir anvendt, men går til spille. Figur 14 viser sammenhengen mellom kraftbalansen og spill i Norge. Det høyeste spillet i modellresultatene er på 2,5 TWh i et svært vått år og høy underliggende kraftbalanse (+19). Dette er også året med den laveste kraftprisen. Frikobling av pris fra Europa vil altså ha den negative konsekvens at mer kraft går til spille.



Figur 14: Spill (GWh) og kraftbalanse i Norge per værår i basis 2030.

4 Usikkerhet

Resultatene fra modellanalysene gir god innsikt i hvordan den norske kraftbalansen påvirker i hvor stor grad de høye gassprisene i Europa smitter over på norske kraftpriser. Det er imidlertid noen forenklinger og usikkerhetsmomenter i modellapparatet vårt som gjør at resultatene vil være forbundet med noe usikkerhet. I dette kapittelet diskuterer vi noen av disse usikkerhetsmomentene.

De høye gassprisene vinteren 2021-2022 ble i starten oppfattet av markedet som et sjokk med begrenset varighet. Dette har hatt betydning for disponeringen av vannmagasinene og prisbildet i markedet. I modellene vi bruker er brenselprisene deterministiske, og modellene er derfor lite egnet for å fange opp slike sjokkeffekter, som store endringer i prisnivå, for eksempel som følge av kortsiktige endringer i gasspriser eller kraftbalanse.

Modellene har ikke med temperaturavhengig variasjon i gasspriser. Siden et stort anvendelsesområde for naturgass i Europa er oppvarming, er det naturlig å anta en sammenheng mellom kalde år i Europa og høy gasspris. I stedet modelleres gassprisen som lik for alle værår. En modellering av væravhengig gasspris ville antagelig gitt mer varierende priser i Norge. Dette ville virket inn på vannverdiberegningen, og kalde år ville fått en høyere kraftpris siden det er en korrelasjon mellom kalde år i Nord-Europa og kalde år i Norge.

I Samnett benyttes brukerstyrt kalibrering av parametere i vannverdiberegningen. Dette har noe innvirkning på resultatene for kraftpriser og spill. Vi har antatt at endret kraftbalanse i Norge ikke vil ha innvirkning på hva som blir normal fyllingsgrad i vannkraftmagasinene.

Utviklingen i resten av Europa og Norden vil ha betydning for i hvilken grad endringer i kraftbalansen i Norge påvirker kraftprisene. For eksempel vil en større endring i den svenske kraftbalansen ha mye å si for den Norske kraftprisen, da Norge og Sverige er tett knyttet sammen. I denne analysen kunne det derfor vært relevant å se på kraftbalansen for Norge og Sverige samlet. En annen viktig faktor er prispåvirkningen fra vind- og solkraft på de europeiske prisene. Framskrivninger av kapasitet for kraftproduksjonsteknologier innebærer usikkerhet. Mer fornybarkapasitet vil kunne gi flere timer med priser nær null i Europa som igjen vil begrense muligheten for eksport fra Norge.

I datasettet til Langsiktig kraftmarkedsanalyse legger vi til grunn full tilgjengelighet av overføringskapasitet. Dette er en optimistisk antagelse, siden tilgjengeligheten i virkeligheten varierer over tid, og det ofte forekommer

driftsforhold og revisjoner som fører til redusert kapasitet. En for optimistisk modellering av tilgjengelig overføringskapasitet vil kunne påvirke resultatet på flere måter. I høyprisperioden i 2021/2022 har det vært betydelig begrenset overføring inn til Sør-Norge fra Nord-Norge og spesielt fra Sverige, noe som isolert sett har bidratt til en økning i kraftprisen i Sør-Norge. Ved å ikke ta hensyn til disse faktorene vil modellresultatene underestimere differansen mellom prisene sør og nord i Norge. I tillegg har det vært perioder med kapasitetsbegrensninger til og fra de andre Europeiske landene. Begrenset overføringskapasitet var også sentralt for priskollapsen i det norske markedet i 2020. Mer detaljert modellering av begrensninger i overføringskapasitet ville påvirket vannverdiene i modellen og gitt mer variable priser i Norge. Modellresultatene ville da kunne gitt frikobling av den norske kraftprisen fra de europeiske markedene ved lavere kraftbalanse. Samtidig ville prisene kunne blitt høyere i år med knapphet.

Modellanalysen beskriver kun kortsiktige endringer i kraftsystemet, som endret kjøremønster på kraftverk, flyt på kabler og kraftpriser. Endringer i kraftpris som følge av endringer i kraftbalansen i Norge vil i et langsiktig perspektiv også kunne påvirke investeringsbeslutninger, som igjen kan føre til endringer i produksjon og forbruk, både i Norge og i våre naboland.

5 Konklusjon

Det er svært usikkert hvor lenge perioden med høye brensels- og kraftpriser i Europa vil vare. Dersom prisene på gass, kull og CO₂ forblir høye, vil også de gjennomsnittlige kraftprisene i Sør-Norge kunne forbli høye. Norge har begrenset mulighet til å påvirke utviklingen i Europa, og norske kraftpriser vil fortsette å være nært knyttet til de europeiske kraftprisene. Våre analyser viser likevel at det er en klar sammenheng mellom kraftbalansen og kraftprisen i Sør-Norge, og sammenhengen er størst i situasjoner med høye priser og stor prisvariasjon i Europa. Dette indikerer at en styrking av den underliggende kraftbalansen i Norge vil kunne bidra til å redusere kraftprisene i Norge i perioder med høye priser i Europa.

For at de norske kraftprisene skal frikobles fra europeiske priser, kreves en svært høy kraftbalanse. I våre modellresultater forekommer dette kun i år med svært høy væravhengig kraftbalanse, altså ved gode værforhold energimessig. Det er teoretisk mulig å bygge opp en så høy underliggende kraftbalanse at dette vil kunne skje i år med middels god væravhengig kraftbalanse. I et slikt tilfelle vil imidlertid en andel av den norske produksjonsevnen være verdiløs og gå til spille.

Summert opp, vil prisene i Norge fortsette å være nært knyttet til de europeiske prisene, men en høy kraftbalanse vil gjøre at norske priser i de fleste år vil være lavere enn prisene i Tyskland og Storbritannia. Det vil derfor kunne ha stor betydning for den fremtidige kraftprisen hvilke veivalg som gjøres for det norske kraftsystemet, og den underliggende kraftbalansen, i årene som kommer.