

Langsiktig markedsanalyse

Norden og Europa 2020–2050



Oktober 2020

Forord

Statnett utarbeider en ny langsiktig markedsanalyse hvert andre år. Analysen ser på utviklingen av og samspillet mellom produksjon, forbruk, batterier, hydrogenproduksjon, nett, CO₂-utslipp og kraftpriser i Norge og Europa. Det vesentlige poenget med analysen er å tallfeste og forstå hvordan endringer i markedet kan påvirke Statnetts virksomhet. Sammen med rapporten er oppdaterte modelldatasett for bruk i våre markedsmodeller det sentrale produktet. Dette gir et utgangspunkt for mer spesifikke analyser av nettbehov, driftsutfordringer og andre markedsmessige forhold.

Sentralt i årets analyse er forutsetningen om at CO₂ utslippene i hele det europeiske energisystemet går mot null i 2050. Det er ikke sikkert at Europa eller Norden vil nå dette målet allerede til 2050. Likevel mener vi dette er en hensiktsmessig forutsetning for å belyse hvilken omstilling som må til de neste 30 årene, og hvordan behov for nett og driftsutfordringer vil utvikle seg i lys av dette.

Omstillingen til nullutslipp kan skje på flere måter og vil bli påvirket både av politikk og teknologiutvikling. Usikkerheten om hvordan energi- og kraftsystemet vil bli utformet øker jo lenger fram i tid vi ser. I tillegg har vi forenklinger i modellene våre som gjør at simuleringene for 2040 og særlig 2050, bør tolkes mer som indikasjoner på retningen enn som et klart svar på hvordan kraftsystemet vil bli.

Våre forutsetninger bygger i hovedsak på ekstern informasjon i form av konkrete utbyggingsplaner, eksterne prognoser og analyser, politiske vedtak og virkemidler, historikk og data om kraftsystemet sånn det er i dag. Research og systematisering av ekstern informasjon er derfor en sentral del av vårt analysearbeid. Vi gjør egne beregninger basert på disse for å verifisere og tallfeste utviklingen. Denne gangen har vi jobbet ekstra mye med å tallfeste samspillet mellom stadig mer vind- og solkraft, elektrifisering av andre sektorer direkte og indirekte gjennom produksjon av hydrogen og hvordan man best kan dekke forbruket i perioder med lav vind- og solkraftproduksjon.

Analysen gir en prognose og et utfallsrom for utviklingen av kraftprisene. For Statnett er dette viktig da kraftprisene betyr mye for lønnsomheten av eksisterende og nye nettanlegg. Vårt fokus på kraftpriser er også drevet av behovet for å forstå utviklingen av markedet og det fysiske kraftsystemet, og sikre konsistens og en økonomisk logikk i våre modelldatasettforutsetninger. Vi legger til grunn at det må være en rimelig lønnsomhet i f.eks. ny fornybar kraftproduksjon eller utvikling av grønt hydrogen for å utløse de nødvendige investeringene.

Vi utarbeider den langsiktige markedsanalysen primært for å kunne levere på Statnetts oppgaver. Rapporten gjøres offentlig for å gi andre innsyn i vår tenkning og for å få tilbakemeldinger fra interessenter i det norske kraftsystemet. Mye skal endres i energisystemet i årene fremover og en åpen faglig diskusjon om forutsetninger, analysemetoder og vurderingen er i alles interesse.

En rekke personer har bidratt til årets analyse i større eller mindre grad. Kjerneteamet har vært Julie Gunnerød, Lasse Christiansen, Dalibor Vagner, Eirik Bøhnsdalen, Idar Gimmestad og Anders Kringstad. I tillegg har Jan Bråten, Ivar Døskeland og Tor Eigil Hodne gitt viktige bidrag underveis.

26 oktober 2020

Alle fremtidige priser og utbyggingskostnader i rapporten er reelle 2020-tall

Våre tall for teknologikostnader, brenselspriser og CO₂-pris bygger på ulike kilder med noe ulik inflasjonsforventning, men alle legger til grunn lav inflasjon ~ 2%

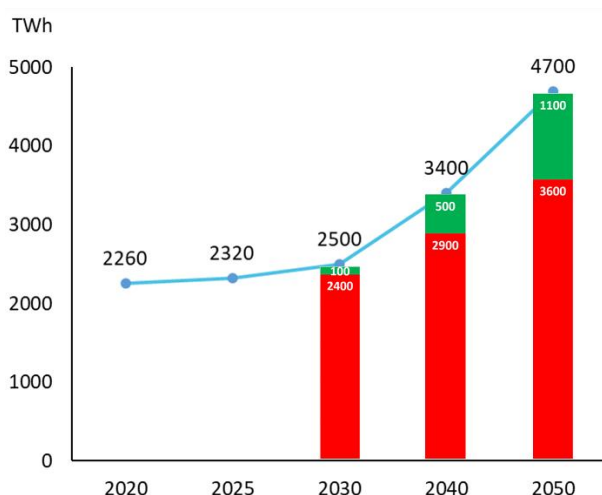
Sammendrag

Europas energisystem går raskere mot null utslipp i 2050

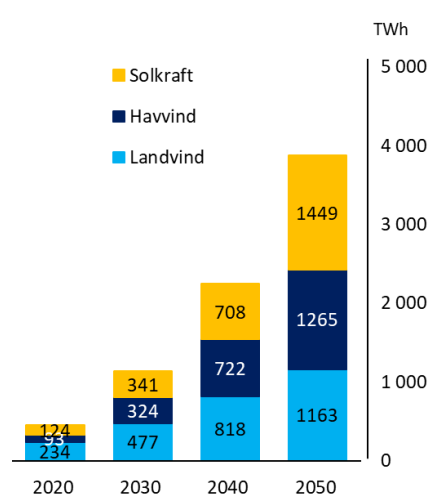
Årets analyse forsterker hovedbildet vi har sett og lagt til grunn over mange år. Det europeiske kraftsystemet er på vei til å bli utslippsfritt, og i all hovedsak basert på vind- og solkraft. Den store forskjellen fra forrige langsiktige markedsanalyse (LMA 2018), er at vi nå også forutsetter at hele *den europeiske energisektoren* blir utslippsfri til 2050. Dette betyr at kraftsektoren blir mye større i volum enn hva vi la til grunn i analysen fra 2018. I vårt nye basisscenario innebærer dette følgende:

- Kraftforbruket blir dobbelt så stort – drevet av massiv elektrifisering – direkte og indirekte
- Det meste av kraftproduksjon kommer fra vind og solkraft – som tidobler volumet fra i dag
- Fossile kraftverk fases helt ut innen 2050 og mye er ute til 2040

For at dette skal være nok til å nå nullutslipp må det i tillegg komme betydelige bidrag gjennom blant annet økt grad av resirkulering og energisparing. Blir det mindre av dette vil det være nødvendig å elektrifisere enda mer. Våre forutsetninger om vekst i forbruk og produksjon av strøm er omtrent på nivå med andre prognoser som forutsetter nullutslipp i 2050, inkludert nye tall fra EU kommisjonen.



Figur 1-1: Samlet forbruksvekst i EU11¹. Tallet for 2050 tilsvarer ca 6700 TWh for hele EU om vi antar at EU11 har samme andel av totalen som i dag. Grønn farge utgjør forbruk til elektrolyse.



Figur 1-2: Utvikling i Basisscenario for sol og vindkraft i EU11

Etter å ha gått gjennom eksisterende nasjonale energi og klimaplaner, og en rekke eksterne langtidsanalyser, er det tydelig at tempoet i omstillingen må øke betydelig mot 2030 og 40. Dette er etter vår vurdering både mulig og sannsynlig:

- EU gjør målet om null utslipp i 2050 mer forpliktende, og strammer nå inn delmålet for 2030
- Det reformerte kvotemarkedet fungerer bedre og gir høyere CO₂-pris
- Teknologi- og kostnadsutviklingen gjør omstillingen stadig billigere
- Omstillingen gir flere jobber og mindre import av energi fra andre verdensdeler
- Finanssystemet vektlegger klimarisiko og premierer grønne prosjekter
- Forbrukermakt gjør at store selskaper reduserer egne utslipp
- Klimakrisen blir stadig mer synlig og prekær

¹ EU 11 er området vår markedsmodell dekker utenfor Norden: UK, Frankrike, Tyskland, Sveits, Østerrike, Italia, Polen, Belgia, Nederland, Tsjekkia og Baltikum. Området har i dag ca. 70 % av kraftforbruket i EU.

Disse, og en rekke andre faktorer, forsterker hverandre og vil gi et økende tempo i omstillingen mot nullutslipp. Utviklingen forsterkes ytterligere av at det allerede nå kommer analyser og prognoser som viser at det er fullt mulig å utvikle et utslippsfritt og samtidig relativt rimelig energi- og kraftsystem innen 2050. Det er derfor sannsynlig at dagens nasjonale energi og klimaplaner blir revidert slik at de blir mer i samsvar med målet om nullutslipp i 2050.

Selv om mye går i riktig retning, er det åpenbart usikkert om hele energi og kraftsektoren blir utslippsfri allerede i 2050, eller om dette skjer noen år senere. Behovet for ny vind- og solkraft blir massivt når dette både skal erstatte dagens fossile kraftproduksjon, bidra til direkte elektrifisering av blant annet transportsektoren og i tillegg dekke produksjon av hydrogen og ammoniakk. En så stor og rask utbygging gir en rekke utfordringer i gjennomføringen. Blant annet kan tilgangen på arealer bli en utfordring. Andre usikkerhetsmomenter er hvorvidt det er mulig å etablere nok fleksibilitet innen forbruk og lagring, og om teknologiutviklingen generelt går fort nok.

Produksjon av såkalt blå hydrogen gjennom reformering av naturgass og import av hydrogen basert på elektrolyse, fra eksempelvis Nord-Afrika, kan bidra til dempe behovet for å bygge ut vind og solkraft i Europa. Vi har ikke forutsetninger for å gå dypere inn i dette, men legger til grunn at dette ikke vil få noen avgjørende betydning for veksten innen sol- og vindkraft.

Selv om Europa klarer å få et energi- og kraftsystem uten klimagassutslipp om 30 år, så viser en rekke studier og prognoser at det er lite sannsynlig at dette vil være tilfelle globalt². Det ligger imidlertid an til en kraftig omstilling også ellers i verden. Dette gir blant annet en teknologisk utvikling som bidrar til å gjøre den europeiske omstillingen mulig.

Forbrukstilpasning, hydrogen og batterier får systemet til å henge sammen økonomisk og fysisk

Veien til nullutslipp i Europa påvirker kraftprisene og dermed også lønnsomheten av å forsterke nettet internt og ut av Norge. I tillegg vil energiomstillingen og prisbildet vise hvilke utfordringer markedet og systemdriften må løse. I denne analysen har vi derfor fokus på det økonomiske samspillet mellom elektrifisering, hydrogen, lagring og utbygging av sol- og vindkraft, og virkningen på kraftprisene.

Det er bred konsensus om at i et system der nesten all produksjon kommer fra sol- og vindkraft må forbruket i langt større grad tilpasse seg variasjoner i produksjonen enn hva tilfellet er i dag. Satt på spissen skal Europa gå fra et kraftsystem der produksjonen tilpasser seg forbruket til et system der forbruket tilpasser seg produksjonen. Her vil fleksibel produksjon av hydrogen i perioder med høy fornybarproduksjon bli sentralt, i tillegg til samspill med varmesektoren, batterier og andre former for energilagring. Samtidig er det realistisk at mye av det øvrige forbruket som følger av elektrifiseringen, kobler ut i perioder med lav fornybarproduksjon og høye priser, og dermed demper forbruket. Gitt dette, virker det gjennomførbart at batterier, hydrogen- og biogasskraftverk kan dekke resten av forbruket når det ikke er vesentlig kraftproduksjon fra sol og vind.

Selv om hydrogen medfører mye energitap ved produksjon, lagring og bruk, blir dette en sentral faktor for energiomstillingen. Det skyldes at hydrogen blir viktig for å kutte utslipp der direkte bruk av elektrisitet ikke fungerer, og at elektrolyse kan utnytte periodevis overproduksjon av vind- og solkraft på en god måte. Våre forenklete beregninger bekrefter at det vil være lønnsomt å konsentrere produksjonen av hydrogen til perioder med overproduksjon av sol- og vindkraft og lave kraftpriser, selv om dette innebærer relativt kort brukstid, investeringer i overdimensjonert elektrolysekapasitet og hydrogenlagring. Det at konsentrert hydrogenproduksjon er mer lønnsomt enn mer vedvarende produksjon, er en sentral nøkkel for å få energiomstillingen til å henge sammen økonomisk. Vi legger

² DNV GL, IEA, m.fl.

til grunn mye hydrogenproduksjon fra elektrolyse i timer med høy vind og solkraftproduksjon, og finner at dette bidrar til å hindre priskollaps i disse timene. Dette gjør det økonomisk forsvarlig å bygge ut mye mer vind og solkraft. Fallende teknologikostnader for elektrolyse og oppbyggingen av infrastruktur og marked for hydrogen vil være viktig for å få dette til å fungere.

Vi legger til grunn at bruk av hydrogen som drivstoff i kraftverk og brenselceller også bidrar til å løse utfordringen med periodevis lite vind og solkraft i Europa samlet sett. Lav virkningsgrad gjør hydrogenkraftverk og brenselceller relativt dyre i drift, men få alternativer og kort brukstid gjør at det likevel fremstår som rasjonelt.

Våre modellsimuleringer indikerer at det kan oppstå en noenlunde fornuftig økonomisk markedslievekt mellom de ulike aktørene i et framtidig utslippsfritt energi- og kraftsystem. Dette innebærer at alle tjener nok til å dekke løpende kostnader og investeringskostnader med et relativt lavt nivå av subsidier og garantiordninger. Samtidig får vi moderate energi- og kraftpriser samlet sett. Her er det imidlertid flere usikkerhetsfaktorer. En av disse handler om graden av fleksibilitet innen forbruk og lagring. Vår forenklete modellering av systemet i 2050 gir enorme variasjoner i bruken av batterier, lading av elbiler og produksjon av hydrogen, på relativt små prisforskjeller og med lite spill av energi. Trolig gir dette et overdrevent bilde av hva som er mulig å få til. En mindre fleksibel respons vil gi mer tap av energi, høyere kostnader og økt behov for støtteordninger. Et annet poeng er at det på enkelte områder vil være nødvendig med omfattende støtte og garantiordninger for å få tilstrekkelig tempo i omstillingen.

Det reformerte kvotemarkedet har gitt en mye høyere CO₂-pris de siste par årene og vi legger til grunn at prisen øker en del fra dagens nivå i vårt basisscenario. Dette gir et viktig bidrag til omstillingen. Hvor høyt prisen kan og bør gå er fortsatt et sentralt usikkerhetsmoment som vi håndterer med scenarioer. Samtidig er det tydelig at CO₂-prisen betyr mest for kraftprisene og energiomstillingen de første 10-15 årene, og at det i mindre grad er behov for høye CO₂-priser i et ferdig utviklet utslippsfritt energisystem.

Moderate europeiske snittpriser og økende prisvolatilitet

Selv med mye større vekst i produksjon og forbruk gir modellsimuleringene relativt like gjennomsnittspriser over året, sammenlignet med forrige LMA. Økende CO₂-pris og mer hydrogenproduksjon ved mye vind- og solkraftproduksjon gir noe økte gjennomsnittspriser fra nå til 2040. Etter dette går snittprisene ned drevet av stadig mer fornybar produksjon og en teknologisk utvikling som gir billigere utbygging av både sol- og vindkraft, batterier og elektrolyseanlegg. Samtidig viser simuleringene våre en trend mot mer volatile kraftpriser, selv om elektrolyse, batterier og fleksibel lading av elektriske kjøretøy i stor grad bidrar til å stabilisere prisene.

Mye av havvindproduksjonen vil bli knyttet til flere land samtidig. Dette gir økt nettkapasitet mellom landene rundt Nord- og Østersjøen, og dermed mer like kraftpriser i denne regionen enn i forrige analyse. Videre gir introduksjonen av hydrogenkraftverk flere timer med priser rundt 60-100 EUR/MWh. I våre oppdaterte datasett har vi et relativt lavt antall timer per år med høyere pristopper der forbruksutkobling balanserer markedet. Disse timene med høye priser er imidlertid viktige for inntjeningen til blant annet hydrogenkraftverkene.

Frem mot 2030-40 har vi et utfallsrom for kontinentale kraftpriser på 35-60 EUR/MWh som gjennomsnitt over året. De viktigste usikkerhetsfaktorene er her prisene på CO₂ og gass, stramheten i markedet, andelen timer med priser ned mot null og graden av subsidier for vind og solkraft. Etter 2030 blir imidlertid hydrogen, forbruk og batterier prissettende i en stadig større del av tiden.

Utfallsrommet for kraftprisene blir da gradvis mer en funksjon av det langsiktige kostnadsnivået på fornybar kraftproduksjon, energilagring, elektrolyse og forbruksfleksibilitet.

Et viktig poeng er at en utvikling med høyere priser de neste 10-20 årene kan bidra til lavere priser lengre ut i tid – eksempelvis fra 2040 og videre til 2050. Bakgrunnen er at høyere CO₂-pris gir grunnlag for raskere omstilling og teknologiutvikling som på sikt reduserer kraftprisene. Dette er en av grunnene til at det er vanskelig å sette opp scenarioer som gir vedvarende høy og lav gjennomsnittspris gjennom hele analyseperioden. Vi har valgt å illustrere dette poenget med at høyprisscenarioet frem til 2040 har lavest priser i 2050, mens lavprisscenarioet frem til 2040 har høyest priser i 2050. Etter 2040 er noen av de viktigste usikkerhetsfaktorene for kraftprisene knyttet til hvor høy kraftprisen kan bli før elektrolyse stanser, og samspillet med hydrogenmarkedet.

Norden - høy vekst i forbruk og produksjon

Utviklingen i de nordiske landene følger samme hovedtrend som ellers i Europa. Elektrifisering av transport og ulike industriprosesser, industrivekst og nye datasentre gir i sum en betydelig forbruksvekst. I vårt oppdaterte basisscenario for Norden øker forbruket med 40 % til 2040. En større utbygging av datasentre og industri kan gi enda større vekst. I Norge og Danmark er mye av elektrifiseringen av dagens energibruk gjennomført til 2040 men i Sverige og Finland er det sannsynlig at vi får en videre vekst til 2050 for å få nå målene om en utslippsfri energisektor. Veksten i Sverige og Finland kan også komme tidligere og vil da gi enda større nordisk forbruksvekst til 2040.

Det er i hovedsak vindkraft som dekker opp for økt forbruk og redusert kjernekraftproduksjon i Norden. En del av dette vil trolig komme som havvind. Andelen havvind vil ha betydning for utviklingen av flaskehalser, særlig nord-sør i Sverige, der havvind i sør kan erstatte noe av den landbaserte vindkraften i nord. En utbygging av havvind uten subsidier i Norden forutsetter høyere priser eller større kostnadsfall enn det vi har i vår oppdaterte basisprognose. Om det blir sterkere begrensninger på utbygging av vindkraft på land kan dette i noen tilfeller bidra til å dempe veksten innen industrikategorier som er mer prisfølsomme.

Som følge av sterk forbruksvekst forventer vi at overskuddet på den nordiske energibalansen holder seg på et moderat nivå på 10-30 TWh. Og som i våre foregående analyser ser vi at Norden blir stadig mer dominert av uregulerbar produksjon som varierer med været. Dette gir blant annet økende prisvolatilitet og større svingninger i den løpende effektbalansen.

Norge – økende forbruk og produksjonsvekst i takt med forbruket

I Norge forventer vi en betydelig vekst i forbruket. I vårt oppdaterte basisscenario innebærer dette en økning fra dagens nivå på litt over 140 TWh til 180-190 TWh i 2040-50. Denne veksten er vesentlig større enn i forrige analyse og skyldes både planer om elektrifisering og ny industri. Hvor fort og mye forbruket vil øke er usikkert og vi opererer derfor med alternative scenarioer som både har høyere og en lavere vekst. En usikkerhetsfaktor er hvor mye mer petroleumssektoren blir elektrifisert og hvor fort forbruket går ned som følge av avtagende aktivitet i denne sektoren. En annen er i hvilken grad veksten i kraftintensive næringer blir dempet av begrensninger i videre utbygging av vindkraft på land.

Med forbruket vi legger til grunn i basisscenarioet vil Norge få kraftunderskudd, og høyere kraftpriser relativt til våre naboland, hvis det ikke kommer ny produksjon utover det som nå er under bygging. Hvis vi ser bort fra naturinngrep ville det billigste vært å dekke opp det økende kraftbehovet med videre utbygging av landbasert vindkraft, og vannkraft. I vår oppdaterte analyse er vindkraft på land fortsatt bedriftsøkonomisk lønnsomt uten subsidier. I lys av de siste to årenes politiske prosesser ligger det imidlertid an til å bli sterkere begrensninger for utbygging av landbasert vindkraft. I vårt oppdaterte basisscenario har vi derfor lagt til grunn en lav vekst i innen landbasert vindkraft etter at det som nå

er under bygging er satt i drift. Vi forutsetter både at det kommer en god del ny vannkraft, mer solkraft og at det fra 2030 blir bygget ut havvind, selv om dette ikke ser ut til å bli lønnsomt uten subsidier de første årene. I sum gir dette en svakt positiv energibalanse over året i Norge i hele analyseperioden.

Norske priser i Basis – på nivå med historiske priser i men mer volatile

I basisscenarioet er gjennomsnittsprisen i Sør-Norge i intervallet 35-40 €/MWh etter 2030. Dette er på samme nivå som i tidligere utgaver av LMA og noe lavere enn på kontinentet. I Nord og Midt-Norge ligger prisene en god del lavere i 2030, men nærmer seg nivået i Sør-Norge mot 2040. Likevel, hvis overskuddet i lokalt i Nord-Norge blir større enn det vi har lagt til grunn i Basis, faller de lokale kraftprisene relativt raskt. Prisvariasjonen mellom enkelte år på grunn været forblir på dagens nivå. Forskjellen mellom vinter og sommer forsterkes, med lavere priser på sommeren enn om vinteren.

Vi har i tidligere analyser vist at Norden vil få mer variable priser innenfor kortere tidsintervaller som døgn og måneder enn det vi har sett historisk, og at dette også slår inn i Norge selv om virkningene er noe mer dempet her. I den nye analysen er dette forsterket i tillegg til at endringene skjer noe raskere. Dette skyldes større utbygging av vind- og solkraft på nordisk side og mer prisvariasjonen i Europa.

Etter 2040 tilsier utviklingen på kontinentet at vi går mot noe lavere snittpriser i Norge. Stadig billigere energilagring og annen fleksibilitet gjør at prisvolatiliteten ikke øker ytterligere. På sikt kan dette også gi lavere volatilitet.

Vi har et utfallsrom for norske kraftpriser fra ca. 30 €/MWh til i overkant av 50 €/MWh

Det er betydelig usikkerhet knyttet til en rekke faktorer både i Europa, Norden og Norge som påvirker kraftprisene. Vi har derfor et stort utfallsrom for prisene. Tidligere har vi lagt til grunn at økt vindkraftutbygging i Norge vil kunne dempe økningen i kraftprisene gitt av en antatt høyere CO₂-pris. Tilsvarende har vi lagt til grunn at økt etterspørsel fra industrien vil utløse mer kraftproduksjon. Økende motstand mot vindkraft kan imidlertid føre til at det gis færre vindkraftkonsesjoner. Da kan kraftprisene løftes mer hvis europeiske priser blir høye eller hvis forbruket i industrien øker. Mot 2050 tror vi uansett fallende teknologikostander vil dempe oppsiden i prisene. Mange forhold kan også gi lavere priser enn det vi har i Basis. For eksempel kan den store utbyggingen av sol- og vindkraft i Europa gi flere timer med svært lave priser. Dette vil i så fall også trekke ned nordiske priser.

Vi forventer større prisforskjeller både internt i Norge og mot utlandet

Fra 2030 til 2040 blir forskjellene i gjennomsnittsprisene mellom Nord, Sør og Midt-Norge mindre i vår Basis. Likevel indikerer våre simuleringer at prisforskjellene time for time mellom de ulike områdene i Norge kan øke. For eksempel vil prisene i Nord og Midt-Norge i større grad følge vindkraftproduksjonen i de to nordligste prisområdene i Sverige. I Sør-Norge vil prisene i større grad variere med bidraget fra vindkraften i og rundt Nordsjøen. Dessuten blir prisene mer påvirket av solkraft. Dette gjør at hvilke områder som har høyest og lavest pris vil veksle mer enn i dag. Det blir også flere timer med flaskehals internt i Sør-Norge. Primært vil dette gi seg utslag i at NO2 får forskjell pris fra NO1 og NO5. Utviklingen gjør også så prisforskjellene øker mot utlandet. Dette gjelder alle land Norge er koblet til.

Innhold

	Forord	iii
	Sammendrag	iv
	Innhold	ix
Del I	Overblikk, metode og våre scenarioer	1
1	Scope og metodisk tilnærming	2
2	Status i markedet og vår scenarioskisse	5
Del II	Europeisk utvikling	9
3	Teknologikostnader	10
4	Kull- og gasspriser mot 2040-50	14
5	Europeisk energi og klimapolitikk	15
6	Elektrifisering og fornybar kraftproduksjon	19
7	Fleksibilitet i forbruket og energilagring	23
8	Europeiske kraftpriser i Basis scenarioet	28
9	Høyt og lavt scenario – utfallsrom for kraftpriser	35
10	Lønnsomhet i kraftverk og fleksibilitet, og økonomisk konsistens	37
Del III	Det nordiske kraftmarkedet	45
11	Utviklingstrekk og forutsetninger for Norge og Norden	46
12	Norske og nordiske kraftpriser i Basis	57
13	Utfallsrom for nordiske kraftpriser	63
14	Prisforskjeller, internt i Norge og mot utlandet	67
	Andre relevante rapporter fra Statnett	72

Del I

Overblikk, metode og våre scenarioer

I denne delen forklarer vi bakgrunnen for at vi utarbeider Langsiktig markedsanalyse i Statnett, hva denne består av og hva vi bruker dette arbeidet til. Deretter presenterer vi kort vår overordnede metode og noen grunnleggende forutsetninger for analysen. Til slutt går vi gjennom sentrale drivere for kraftprisene nå og fremover, samt gir en oversikt over de viktigste antakelsene i våre tre scenarioer.

1 Scope og metodisk tilnærming

1.1 Hvorfor vi lager en langsiktig markedsanalyse

Vi utarbeider prognoser og analyser for å kunne forstå behov og utfordringer tidligst mulig, og ta riktige investeringsbeslutninger. En del av dette handler om å holde oversikt over og analysere den langsiktige utviklingen av kraftmarkedet. Vi utarbeider derfor en langsiktig markedsanalyse for det nordiske og europeiske markedet hvert andre år i forkant av KSU- og NUP-prosessen³. Her drøfter vi markedsutviklingen, dokumenterer våre forutsetninger og utvikler datasett til bruk i våre markedsmodeller. Analysen gir oss en prognose for forventet kraftpris med et utfallsrom gjennom alternative scenarioer, og delanalyser på utvalgte temaer som er relevante for Statnetts virksomhet.

For oss er denne prosessen nødvendig samtidig som den effektiviserer vår analyseaktivitet. Utviklingen i Norden og Europa har stor betydning for Norge og for Statnetts beslutninger. For å kunne gjøre relevante analyser og modellsimuleringer må vi ha oppdaterte og detaljerte datasett til bruk i våre egne modeller. For oss er det derfor ikke tilstrekkelig å kjøpe eksterne prisprognoser og markedsrapporter alene. Tilsvarende vil det å sette ut jobben til et eksternt analyseselskap i sin helhet, eller kopiere datasett fra scenarioer utarbeidet av ENTSO-E direkte, ikke gi tilstrekkelig forståelse for markedsutviklingen og kontroll på forutsetninger og modellresultater. I lys av dette behovet er det effektivt å strukturere og samle arbeidet med prognoser og datasett i denne prosessen hvert andre år. Så presiserer vi at vi henter mye data og forutsetninger fra ENTSO-E og det nordiske plansamarbeidet, og at mye av poenget er å komplettere dette samt ivareta det norske perspektivet.

Hensynet til transparens er et viktig argument for å utgi en separat markedsrapport. Dette gjør det lettere for utenforstående å få innsikt i våre forutsetninger og begrunnelsen for disse.

1.2 Europeisk og norsk energiomstilling er sentralt tema i årets analyse

Det sentrale temaet i årets analyse er veien fram til nullutslipp, ikke bare i den eksisterende kraftsektoren, men i hele det europeiske energisystemet. Vi har også i våre tidligere analyser fokusert på omstillingen til lavere klimagassutslipp, men har så langt begrenset oss til å se fram til 2040 og ikke gått like dypt inn på konsekvensene av å ha nullutslipp i energisystemet som helhet. I lys av den pågående politiske og teknologiske utviklingen er imidlertid dette nå mye mer aktuelt.

Vi har verken ambisjoner om eller mulighet til å gjøre beregninger fra bunnen av på det europeiske energisystemet. Men her er det mange andre som bidrar og vi har derfor brukt tid på å lese, systematisere og sammenfatte hva ulike eksterne rapporter og prognoser sier om hvordan Europa kan og bør utvikle et utslippsfritt energisystem. Basert på dette har vi gjort beregninger både med og uten modell for å se hvordan en slik overgang kan fungere økonomisk og markedsmessig. Her har vi sett spesielt på samspillet mellom stadig mer vind- og solkraft, elektrifisering av andre sektorer gjennom direkte elektrifisering og gjennom produksjon av hydrogen, og hvordan man kan dekke opp for forbruket i perioder med lite sol og vind. Vårt viktigste mål er å få bedre oversikt over hvordan dette påvirker Statnetts virksomhet gjennom endringer i kraftprisene på kontinentet og i Norden, og gjennom dette også kraftutveksling med Norge og kraftflyt og priser i Norge.

På norsk og nordisk side har vi denne gangen forbruksprognoser som speiler summen av både ustrakt elektrifisering og vekst drevet ny industriproduksjon, datasentre og annen næringsvirksomhet. I analysen tar vi også inn konsekvenser av de pågående innstrammingene på nye konsesjoner til

³ NUP er Statnetts nettoutviklingsplan. Kraftsystemutredningen KSU er en underlagsrapport NVE pålegger Statnett å utarbeide.

landbasert vindkraft i Norge. Selv om vi også denne gangen indikerer framtidige prisforskjeller og flaskehalser, understreker vi at vi ikke gir noe komplett bilde av dette i denne underlagsanalysen.

1.3 Fundamental analyse og modellsimuleringer ligger til grunn for våre utredninger

Fundamentale analyser er viktig når vi skal utrede fremtidige utfordringer og mulige løsninger. Dette innebærer at vi gjør analyser og beregninger basert på grunnleggende økonomiske og fysiske forhold, og detaljerte databeskrivelser av kraftsystemet. Det er flere årsaker til at vi gjør det slik:

- Vi får mer konsistente estimater på kraftflyt, samfunnsøkonomisk nytte, prisforskjeller o.l.
- Vårt langsiktige perspektiv og endringer i kraftsystemet gjør historikk alene mindre relevant.
- Det er enklere å kommunisere konklusjoner og løsninger ut fra fundamentale begrunnelser.

System- og markedsmodeller er vesentlige verktøy for vår analyseaktivitet. Med våre to hovedmodeller Samnett og BID simulerer vi kraftsystemet for ulike stadier frem i tid, gitt våre forutsetninger om produksjon, forbruk, overføringskapasitet og brenselpriser.

- **BID** er en markedsmodell med timesoppløsning, realistisk beskrivelse av egenskapene ved termiske verk og en relativt god beskrivelse av vannkraftsystemet. I våre datasett i BID er store deler av det europeiske kraftmarkedet fundamentalt modellert⁴.
- **Samnett** dekker det nordiske og baltiske kraftsystemet. Modellen har sin styrke i en mer detaljert modellering av vannkraftsystemet og transmisjonsnettet. I Norge er modellen delt opp i 15 delområder for å få en best mulig representasjon av magasindisponering, vannverdier og flaskehalser i nettet. Samnett bruker flytbasert markedsalgoritme for å løse flaskehalser mellom prisområder. Vi kan velge å legge sammen flere delområder til et prisområde eller simulere med alle 15 som prisområder. Modellen har timesoppløsning og bruker simulerte prisrekker fra BID som representasjon av markedene på kontinentet og i Storbritannia.

I denne analysen har vi utviklet datasett for 2020 i tillegg til Basis, Høy og Lav for 2025, 2030, 2040 og 2050. Vi har ikke detaljmodellert 2050 på nordisk side, men viser prognoser for norsk forbruk og produksjon til 2050 og simuleringer av Norden med kontinentale priser for 2050. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt hvert datasett over 29 historiske værår. Med timesoppløsning gir dette i sum 250 000 tilstander for det europeiske kraftsystemet per simulering. Begge våre to hovedmodeller er i kontinuerlig utvikling med mål om en stadig bedre gjengivelse av det nordiske og europeiske markedet og systemet. Samtidig er vi opptatt av å forstå modellsvakheter og se resultatene opp mot teori, historikk og eksterne analyser.

1.4 Analytisk fremgangsmåte

Vi starter med å oppdatere databeskrivelsen av kraftsystemet slik det er i dag. Neste steg er å få oversikt over og legge inn det vi kan kalle sikre prognoser for fysiske endringer, for eksempel utbyggingsprosjekter innen produksjon, nett eller større forbruksenheter med endelig investeringsbeslutning. Her inngår også politiske mål som med stor grad av sikkerhet blir oppnådd.

Lengre ut i tid øker usikkerheten, og vi må basere oss på prognoser, mer usikre utbyggingsplaner og andre former for mer eller mindre faste holdepunkter. Vi benytter oss av en rekke ulike kilder:

- Priser på kull og gass: IHS, Bloomberg New Energy Finance, IEA, EIA, Storm-Geo med flere
- Utfasing av eksisterende termisk produksjonskapasitet: Database fra Afry

⁴ Detaljert modellering av Norden, Baltikum, Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia. I rapporten omtaler vi ofte området i vår BID modell utenfor Norden som "EU11".

- Alminnelig forsyning i Norge og Sverige: Modell utviklet av Optimeering
- Industriforbruk i Norden: INSA, innmeldte planer, nordiske TSO'er og myndigheter
- Forbruk og nett i Europa utenom Norden: ENTSO-E, IHS og ulike langsiktige analyserapporter
- EU ETS (CO₂): Refinitiv
- Fornybarutbygging: Politiske mål på EU-nivå og nasjonalt, eksterne analyserapporter
- Kostnadsutvikling innen fornybar og lagring: Bloomberg New Energy Finance, IHS, IRENA

I tillegg henter vi mye informasjon og data fra NVE, ENTSO-E og samarbeidet med de nordiske TSO'ene. Og som grunnlag for denne analysens dypdykk på omstillingen til en utslippsfri europeisk energisektor har vi gått gjennom nasjonale energi og klimaplaner, ulike scenarioer fra EU kommisjonen og mer helhetlige analyser av veien til nullutslipp fra Afry, Thema, Ensto-e, LUT University og Wind Europe.

For å fylle ut bildet og sikre at vi får en konsistent og fungerende helhet støtter vi oss i tillegg på et utvalg mer grunnleggende forutsetninger:

- Energi- og kraftmarkedene tenderer mot økonomisk likevekt over tid.
- Kraftmarkedet har fri konkurranse og rasjonelle aktører.
- Energi- og klimapolitikken er noenlunde økonomisk fornuftig over tid.

Å sørge for tilstrekkelig helhetlig sammenheng i de enkelte datasettene og mellom disse er en stor del av arbeidet og avgjørende for sluttresultatet. Her er modellsimuleringer et viktig verktøy. Eksempler på hva vi undersøker i denne prosessen er lønnsomheten til kraftverkene vi har lagt inn, og om simulerte utslipp er i tråd med forutsetningene om utslippskutt. Vi ser også på om vi har tilstrekkelig overførings- og lagringskapasitet sett i lys av simulerte prisleksjoner og prisvolatilitet.

For å sikre at vi har holdbare forutsetninger, simuleringsresultater og konklusjoner sammenligner vi med eksterne langsiktige markedsanalyser⁵. Videre drøfter vi både forutsetninger og simuleringsresultater for å nyansere disse. Vi ønsker å synliggjøre logikken bak våre forutsetninger, og klargjøre usikkerhetsmomenter slik at vi får mer transparens i våre beslutninger om både nettoutvikling og driftsmessige forhold. Målet er at det skal være mulig å forstå hva vi legger til grunn og hvorfor. Gjennom dette ønsker vi også å legge til rette for tilbakemeldinger og eventuell kritikk.

1.5 LMA gir et utgangspunkt for videre analyser, og dekker bare deler av usikkerheten

Denne langsiktige markedsanalysen er en underlagsanalyse og et utgangspunkt for mer spesifikke analyser av nettbehov, driftsutfordringer og andre markedsmessige forhold. Dette innebærer at vi her ikke konkluderer på hvor vi eksempelvis bør utvide nettkapasiteten. Vi viser imidlertid hvordan prisforskjeller mellom områder internt i Norge og til våre naboland utvikler seg gitt våre oppdaterte datasett.

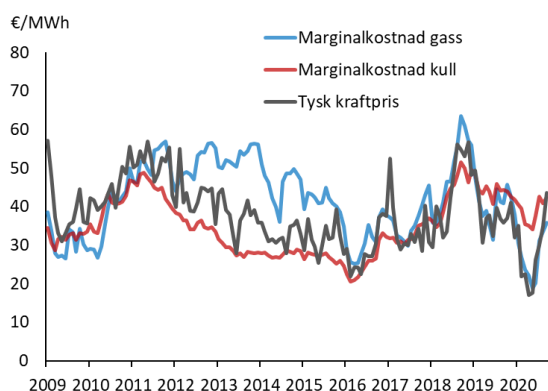
Hva som er relevante usikkerhetsfaktorer varierer mye mellom ulike prosjekter og problemstillinger, enten det gjelder fremtidig overføringsbehov i det norske nettet, samfunnsøkonomisk nytte av nye forsterkningstiltak eller forhold som har med systemdriften å gjøre. Det er derfor ikke mulig å dekke all usikkerhet med et fåtall felles scenarioer. Scenarioene vi presenterer i denne rapporten for høy og lav kraftpris vil derfor bare kunne dekke deler av usikkerheten og utfallsrommet for eksempelvis den samfunnsøkonomiske nytten av nye forsterkningstiltak i og ut fra det norske nettet. I KVVU-er, investeringsanalyser og ulike systemanalyser bruker vi derfor også sensitivitetsanalyser og mer lokale scenarioer tilpasset de aktuelle problemstillingene.

⁵ SKM, Nena, IHS, Wattsight, Bloomberg New Energy Finance, IEA, ENTSO-E, NVE og andre

2 Status i markedet og vår scenarioskisse

2.1 Kraftprisene svinger med prisene på kull, gass og CO₂, men fornybar betyr stadig mer

Kraftprisene både på kontinentet, i UK og i Norden er i dag i stor grad en funksjon av de løpende marginalkostnadene for kull og gasskraft, og varierer dermed med prisene på kull, gass og CO₂. Dette gir store svingninger, noe utviklingen i tiden etter at vi gav ut våre foregående analyser i 2016 og 2018 er et godt eksempel på. I 2016 var tyske kraftpriser over en lengre periode under 30 EUR/MWh i snitt før de steg til over 50 i siste del av 2018. Deretter falt prisene ned til under 20 EUR/MWh tidligere i år, før de nå har steget til rundt 40. Hele denne reisen opp og ned og opp igjen kommer som et resultat av store svingninger i prisene på kull, gass og CO₂. Siden 2018 er det særlig gassprisen som har gitt store utslag, der vi i sommer har hatt rekordlave priser. CO₂-prisen er samtidig blitt mer stabil som følge av reformer i kvotemarkedet og strammere klimapolitikk. Selv ikke pandemien og lavere utslipp som følge av at gasskraft nå er like billig å kjøre som kullkraft, har gitt noe varig prisfall på CO₂.



Figur 2-1: Marginalkostnader i typiske gass- og kullkraftverk og tysk kraftpris siden 2009. Snitt per måned.



Figur 2-2: Kraftpriser for nordisk systempris og Tyskland siden 2009. Snitt per måned.

Selv om gass, kull og CO₂-prisene fortsatt dominerer prissettingen betyr den økende andelen vind- og solkraft stadig mer. Vind- og solkraft står nå for rundt 35 og 30 %⁶ av den samlede kraftproduksjonen i henholdsvis Tyskland og Storbritannia. Dette gir et økende antall timer der vind og solkraft dekker hele forbruket og prisene faller ned til null. Videre er døgnprofilen endret med lavere priser på dagtid når det er mye solkraft. Med priser rundt 40 EUR/MWh, og store svingninger opp og ned, er det fortsatt behov for subsidier og garantier for å bygge ut vind- og solkraft. Men noe av den ekstra betalingen kommer nå via langsiktige kontrakter med store forbrukere som etterspør fornybar kraft.

I Norge er varierende tilsig til vannkraften en vesentlig tilleggsfaktor som gjør at prisene her i landet svinger rundt nivået på kontinentet. Figur 2-2 viser hvordan tørre og våte perioder gir henholdsvis høyere og lavere prisnivå i Norge enn på kontinentet. I 2020 har kombinasjonen av høyt tilsig, mild vinter og lav kapasitet ut av landet gitt historisk lave priser i Norge. Med de nye forbindelsene NordLink og NSL i drift viser våre beregninger at vi får vesentlig mindre av denne typen svingninger.

2.2 Tydelig utvikling mot nullutslipp – fortsatt mange spørsmål og usikkerhetsfaktorer

Hovedtrenden mot en utslippsfri kraftsektor er forsterket siden vår forrige langsiktige markedsanalyse fra 2018. Politiske mål og virkemidler for utslippskutt og utbygging av fornybar energi er styrket og

⁶ UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Energy Trends September 2020 og Energy Trends June 2020, Tabell 6.1; BDEW, Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland, 23.9.2020

strammet til, og det er mer enighet innad i Europa om dette. Det er blitt enda mer klart at all kullkraft vil bli faset ut og det reformerte markedet for CO₂ kvoter fungerer bedre og gir nå høyere og mer stabile CO₂-priser. Den teknologiske utviklingen innen produksjon og lagring fortsetter for fullt og gir stadig lavere kostnader for investeringer og drift. Det samme gjelder teknologier som trengs for å gjøre transport, industri og samfunnet for øvrig utslippsfritt. Samtidig er finanssektoren i ferd med å bli en pådriver ved å vektlegge klimarisiko og etterspørre grønne prosjekter. I sum er det nå liten tvil om at Europa er på vei mot et kraftsystem som i all hovedsak er basert på sol og vindkraft.

Den største endringen fra 2018 er at det nå er mer sikkert at det også vil bli kraftige utslippsreduksjoner utenfor dagens kraftsektor. Samtidig er det blitt enda mer tydelig at elektrifisering, direkte og indirekte via blant annet produksjon av hydrogen, blir helt sentralt for å oppnå utslippsreduksjoner innen industri, transport og det øvrige energisystemet. Denne økende sektorintegrasjonen gjør at vi i større grad må se på hele energisystemet for å kunne forklare og forstå utviklingen i kraftsektoren.

Selv om retningen blir stadig mer tydelig, og vi gradvis får avklart mer av det framtidige energi og kraftsystemet, er det mange gjenværende spørsmål og usikkerhetsfaktorer. Noen av disse er følgende:

- Hvor fort kan og vil omleggingen gå? Og i hvilken grad vil omleggingen akselerere utover i tid?
- Hvor mye bør kraftsektoren vokse i størrelse via elektrifisering for å gi nullutslipp i samfunnet?
- Hvordan gjør elektrifisering og produksjon av hydrogen o.l. omstillingen økonomisk mulig?
- Hva trengs av øvrig fleksibilitet når andelen vind og solkraft nærmer seg 80-90 %?
- Hva er effekten av ulike fordelinger av vindkraft på land og til havs og av solkraft?
- Hva skjer med CO₂-prisen når vi nærmer oss nullutslipp – og hva betyr den for kraftprisen?

I tillegg til å få svar på disse spørsmålene er vi opptatt av hvordan endringene i sum påvirker kraftpriser og prisforskjeller utenfor og i Norge. Her spiller også de faste faktorene som prisene på gass og kull, kostnadsutviklingen på sentrale teknologier, politiske mål og graden av subsidier og finansiering gjennom det vi kan kalle grønn forbrukermakt inn. Når det gjelder Norge er de viktigste spørsmålene og usikkerhetsmomentene knyttet til hvor mye forbruket vokser og hvordan dette dekkes opp med ny produksjon i et scenario med mer restriksjoner på utbygging av landbasert vindkraft.

2.3 Basis, Høy og Lav – våre faste scenarioer for utviklingen på europeisk nivå til 2040-50

Basis – vårt forventningsscenario

Vårt hovedscenario, Basis, representerer det vi vurderer som den mest sannsynlige utviklingen fra nå og frem til 2050, og er kvantifisert i detaljerte datasett for 2020, 2025, 2030, 2040 og 2050⁷. Her legger vi til grunn at hele energisektoren i Europa omstiller seg og får nært null utslipp av CO₂ i 2050. Hvordan dette skjer drøfter og forklarer vi nærmere i de kommende kapitlene. Men kort oppsummert legger vi til grunn en massiv elektrifisering av andre sektorer, og at sol og vindkraft både erstatter eksisterende fossil produksjon og dekker nesten all forbruksvekst. For øvrige faktorer som påvirker kraftprisene forutsetter vi, som i våre tidligere analyser, en utvikling som i all hovedsak ligger mellom ytterpunkter og innenfor det vi vurderer som konsensus. Dette gjelder eksempelvis brenselpriser, CO₂-priser, grad av subsidier og kostnadsutvikling for fornybar kraftproduksjon, batterier og elektrolyseanlegg. Justert for å sikre intern økonomisk konsistens, gir dette vår forventning for fysisk utvikling av kraftsystemet og prisnivå og volatilitet i markedet.

For å kunne gjøre modellsimuleringer må vi legge inn entydige anslag og forutsetninger på et stort antall faktorer. Dette kan imidlertid ikke tolkes som at vi har noen eksakt formening om hvor mye

⁷ Vi har ikke detaljert modellering av Norden for 2050, men har prognoser for forbruk og produksjon i Norge og simulerer Norden slik vi antar det er i 2040 med priser fra kontinentet og UK for 2050.

vindkraft som kommer i eksempelvis Finland innen 2030 eller akkurat hva prisen på CO₂ kvoter blir i 2040. Vårt forventningsscenario er ment å beskrive en hovedretning med et betydelig spenn i mulige forutsetninger. Dette illustrerer vi virkningen av med våre basisdatasett for de utvalgte årene fram til 2050. Og selv om vi har en detaljert modellering av kraftsystemet, er det en rekke forenklinger både i modellen og våre antagelser. I sum gjør dette at resultater og forutsetninger fra datasettene i 2040 og særlig 2050 kun bør tolkes som indikasjoner på hvordan utviklingen kan bli.

Scenarioene Høy og Lav gir et utfallsrom i kraftpriser til 2040 – men møtes igjen mot 2050

For å kvantifisere usikkerheten i fremtidige kraftpriser har vi de to alternative scenarioene Høy og Lav. Dette er scenarioer der vi med utgangspunkt i Basis justerer flere faktorer som trekker kraftprisene henholdsvis opp og ned. Her velger vi å variere faktorer som både har mye usikkerhet og som vi i våre beregninger ser har stor betydning for prisvolatiliteten og gjennomsnittsnivået i kraftprisene. Både Høy og Lav følger samme hovedretning som Basis med utslippskutt og høy vekst i fornybar kraftproduksjon.

Fram til 2040 er mye av prisusikkerheten knyttet til prisene på CO₂ og gass, stramheten i markedet og andelen timer med priser ned mot null. Etter 2030 blir hydrogen, forbruk og batterier prissettende i en stadig større del av tiden. Utfallsrommet for kraftprisene blir da gradvis mer en funksjon av det langsiktige kostnadsnivået på fornybar energi, lagring, elektrolyse og forbruksfleksibilitet. Gitt denne fundamentale endringen i hva som bestemmer kraftprisene, og at høyere priser i de første årene gir grunnlag for en raskere omlegging og teknologisk utvikling, og dermed lavere priser på lengre sikt, er det vanskelig å tenke seg scenarioer som gir vedvarende høy eller lav kraftpris hele veien fram til 2050. Høy og Lav viser derfor høyere og lavere priser enn i Basis kun fram til rundt 2040:

- **Høy:** Prisene på kull, gass og CO₂ er høyere enn i basis. Dette gir høyere kraftpriser, særlig i perioder med lite sol- og vindkraft. Det øker betalingsviljen for hydrogen og lønnsomheten av fleksibilitet. Økt hydrogenetterspørsel øker investeringene i elektrolyseanlegg og i neste omgang etterspørselen etter kraft i periodene med lave priser. Dermed stiger kraftprisene i disse periodene og utbygging av sol- og vindkraft mindre avhengig av støtteordninger. Høyere priser og større prisvolatilitet øker også lønnsomheten av annen fleksibilitet. Høyere priser på kull, gass og CO₂ gjør at utbyggingstakten for vind- og solkraft, elektrolyse og elektrifiseringen blir høyere enn i Basis, og at utfasingen av fossile kraftverk skjer raskere. Nesten alle fossile kraftverk er faset ut til 2040, noe som gir litt flere pristopper.
- **Lav:** I det lave scenarioet er situasjonen motsatt. Prisen på kull, gass og CO₂ går ned og blir værende på et lavere nivå enn i Basis. Enkelte fossile kraftverk fortsetter å produseres utover egen levetid, som gir mindre stramhet. Andre virkemidler for utslippskutt vinner fram og svekker EU ETS som drivkraft for endring. Lavere kraftpriser gjør det nødvendig med mer subsidier til fornybar. Scenarioet illustrerer en utvikling der myndigheter mer aktivt koordinerer og balanserer ulike hensyn.

Fra 2040 og videre mot 2050 faller prisene i Høy ned mot nivået i Basis som følge av en raskere omstilling, lavere teknologikostnader og at faktorene som ga høyere pris i utgangspunktet ikke lenger påvirker kraftprisene. Motsatt har vi at prisene øker i Lav opp mot nivået i Basis. På grunn av usikkerhet om teknologikostnader vil det være et betydelig utfallsrom for kraftprisene også i 2050. Til slutt presiserer vi at det naturligvis er mulig å lage flere alternative scenarioer for høyere og lavere priser, og at det vil oppstå kortvarige svingninger som vi ikke viser med våre scenarioer.

2.4 For Norge supplerer vi med sensitiviteter og delscenarioer

Når det gjelder utviklingen i Norge har vi også her et basisscenario for utviklingen av forbruk og produksjon. Vi er imidlertid relativt konservative når det kommer til nettutvikling der vi i Basis legger til grunn det langsiktige nettet som skissert i NUP 2019. For kapasiteten ut av landet har vi ikke har lagt til noen økning, selv om datasettene i seg selv indikerer at dette er lønnsomt. Men vi viser effekten gjennom sensitiviteter. Videre har vi ulike delscenarioer og sensitiviteter for å få fram utfallsrommet innen forbruksvekst, ny produksjon og den geografiske fordelingen av disse.

Del II

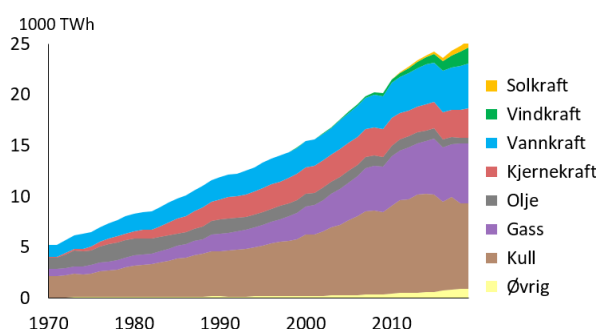
Europeisk utvikling

Det norske kraftsystemet er en del av det europeiske kraftsystemet som igjen inngår i et globalt energimarked. I denne delen drøfter vi utviklingen av teknologikostnader, brenselspriser og europeisk energi og klimapolitikk. Så presenterer vi våre forutsetninger om utviklingen i produksjon, forbruk, fleksibilitet, lagring og nett på europeisk nivå. Til slutt viser vi vår basisprognose for kontinentale og britiske kraftpriser, og utfallsrommet for disse.

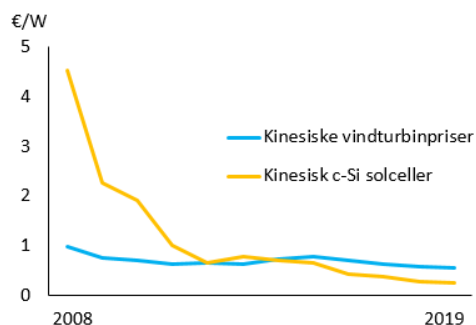
3 Teknologikostnader

3.1 Kostnader for solkraft og vindkraft fortsetter å falle

Det siste tiåret har kostnadene for fornybar kraftproduksjon falt betraktelig. Større volum, flere aktører og økt konkurranse har presset ned prisene i hele verdikjeden. I tillegg har klarere politiske mål bidratt til å dempe den økonomiske risikoen. Dette har resultert i at fornybar kraftproduksjon er det mest kostnadseffektive alternativet til ny kraftproduksjon i nesten hele verden. Dette er en vesentlig årsak til at 72 % av den globale veksten i ny produksjonskapasitet i 2019 var fornybar.

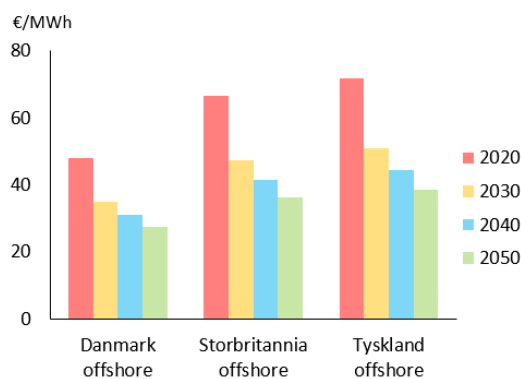


Figur 3-1: Årlig kraftproduksjon globalt fordelt på ulike teknologier. Kilde: IEA/BNEF

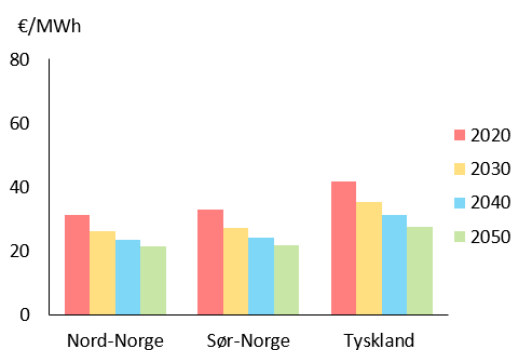


Figur 3-2: Kostnader for solcellemoduler og vindturbiner. Kilde: BNEF

Landbasert vindkraft er nå, sammen med solkraft, den billigste kilden til ny kraftproduksjon i de delene av verden der det er gode vindforhold, også sammenlignet med den billigste fossile kraftproduksjonen⁸. Kostnadsfallet er drevet av fortsatt reduksjon i turbinpriser og økt brukstid, som følge av større turbiner. Til tross for lavere kostnader har utbyggingstakten avtatt i bla. Tyskland. Delvis skyldes dette økende arealrestriksjoner, blant annet ved bebyggelse.



Figur 3-3: Forutsatt LCOE⁹ for vindkraft til havs i utvalgte områder ifølge våre beregninger ¹⁰



Figur 3-4: Forutsatt LCOE for vindkraft på land i utvalgte områder ifølge våre beregninger

Havbasert vindkraft er dyrere enn vindkraft på land. Siden sist LMA er imidlertid kostnadsdifferansen mellom vindkraft til havs og på land ytterligere redusert. Det skyldes en halvering de siste fem årene i investeringskostnaden for havvind. I tillegg bidrar økt brukstid gjennom større turbiner og bedre vind-

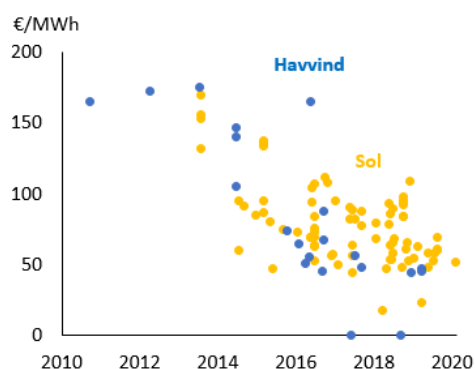
⁸ Ifølge vektet, global LCOE. IRENA (2019). Renewable Power Generation Costs 2019.

⁹ LCOE – Levelized Cost of Electricity. Kostnader fordelt på den samlede produksjonen over levetiden.

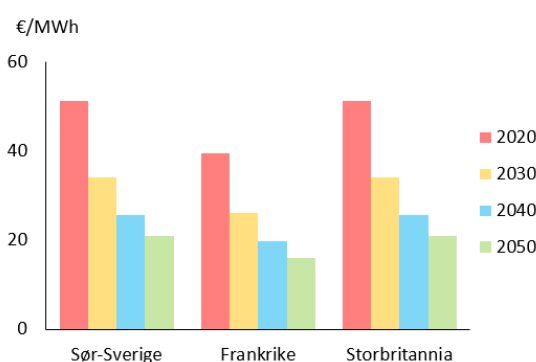
¹⁰ Kostnader for ulike sol- og vindkraftprosjekter varierer. Vi bruker tall normal kostnader for gjennomførte utbyggingsprosjekter.

forhold gjennom utbygging lengre fra land. Havvind har en stor fordel i at det er mindre arealrestriksjoner til havs. Fallende kostnader for havvind relativt til landvind vil derfor trolig føre til at havvind blir valgt oftere.

I Nederland blir flere subsidiefrie havvindprosjekter nå realisert, men myndighetene dekker her kostnadene for nettilknytning og vanndybden er relativt grunn. Mer oppsiktsvekkende er det at kostnadene i anbudsrunderne i Storbritannia og Frankrike i 2019 gjorde et kraftig fall, til rundt 50 €/MWh. I Storbritannia var også kostnaden for nettilknytning til land inkludert, likevel har investeringskostnadene falt til et langt lavere nivå enn i tidligere budrunder i andre land.



Figur 3-5: Resultat fra auksjoner og anbud i EU for havvind og solkraft fra 2010 til i dag. Nullpris indikerer at prosjektet er subsidiefritt



Figur 3-6: Forutsatt LCOE for storskala solkraft i utvalgte områder

Kostnadene på solkraft har falt betydelig som følge av kraftig fall i modulprisene samt økt virkningsgrad. I Spania og Italia har kostnadsfallet vært tilstrekkelig til at solkraft kan bygges ut uten subsidier og i Portugal ble det i sommer satt rekord på laveste bud for storskala solkraft. I Tyskland og Storbritannia er det også eksempler på prosjekter som realiseres subsidiefritt, men disse fullfinansieres av kraftforbrukere gjennom PPA-er. Det gir en trygg inntjening og kan også innebære et tillegg på spotprisen som speiler kundenes betaling for å sikre seg fornybar produksjon.

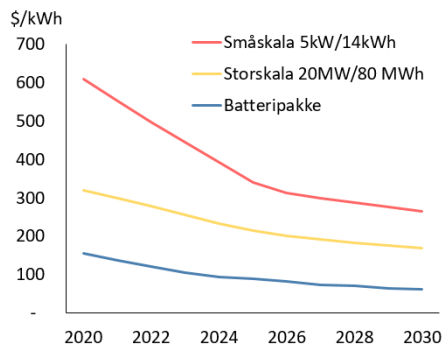
Ytterligere kostnadseffektivisering og gradvis bedre virkningsgrad vil etter all sannsynlighet bidra til fortsatt fallende enhetskostnader for solkraft. Mot 2040 legger vi til grunn en halvering av LCOE, som gjør at storskala solkraft mange steder i Europa vil få en lavere LCOE enn vindkraft.

LCOE representerer normal kostnader for gjennomførte prosjekter og kan ikke nødvendigvis sammenlignes direkte med kostnadene i enkeltprosjekt, som følge av ulik levetid på prosjektene, ulikt omfang, osv. LCOE for fornybar er heller ikke direkte sammenlignbar med levetidskostnader for fossile kraftverk, da ulik type kraftproduksjon har ulike funksjon, produserer til ulik tid og følgelig har ulik form for inntjening. Men en sammenligning mellom LCOE for fornybar og fossile kraftverk gir en *indikasjon* på det massive kostnadsfallet som har skjedd i fornybarnæringen.

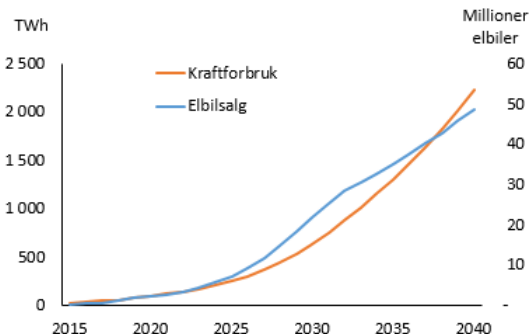
3.2 Billigere batterier gir elektrisk transport og mer lagring i kraftsektoren

Bedre og billigere batterier er viktig for overgangen til elektriske kjøretøy, og for lagring i kraftmarkedet til å dekke kortvarige svingninger. Større etterspørsel etter elektriske kjøretøy er mye av årsaken til at vi har hatt og fortsatt forventer fallende kostnader. Høyere energitetthet og flere sykluser er spesielt viktig for batteriene i elektriske kjøretøy. Videre er lavere kostnad for batteripakkene og storskala-fordeler nødvendig for at det skal være mulig å øke antallet elbiler.

Det er konsensus om at kostnadsfallet for små- og storskala batterisystem vil fortsette. Vi følger markedsutviklingen, der blant annet nye typer auksjoner i kraftmarkedet som gir uttelling for prosjekt som kombinerer fornybar og lagringsteknologi, kan drive teknologiutviklingen videre. Hydrogenlagring ser ut til å bli sentralt for å håndtere enda større over- og underskudd i kraftsystemet. Og helt ny batterikjemi kan også gi store og viktige skift i teknologiutviklingen.



Figur 3-7: Investeringskostnader for storskala batterisystem og småskala batteripakke til husholdninger frem til 2030 basert på prognoser til BNEF



Figur 3-8: Globalt antall batterielektriske elbiler og kraftforbruk (inkludert plug-in-hybrider) mot 2040 basert på prognoser til BNEF

3.3 Hydrogen kommer for fullt – grønt hydrogen blir konkurransedyktig

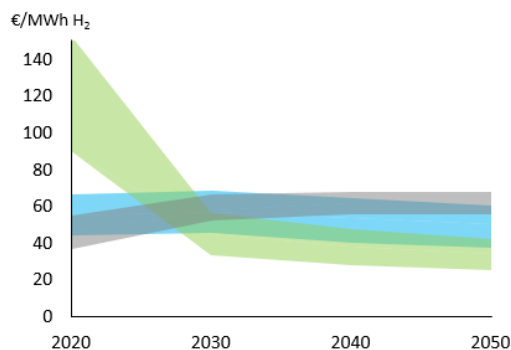
Hydrogen er et av svært få alternativer for avkarbonisering av mange typer energiforbruk som ikke kan elektrifiseres direkte¹¹. Dette gjelder enkelte industriprosesser, tungtransport og maritim transport. Hydrogen vil også kunne brukes som energilager, og i en viss utstrekning vil hydrogen være aktuelt som brensel i kraftsektoren. Det skilles mellom grønt, blått og grått hydrogen. Grønt hydrogen er laget av fornybar kraft ved hjelp av elektrolyse, blått er laget av naturgass med karbonfangst og lagring (CCS), mens grått er laget av naturgass uten karbonrensing. Når grønt hydrogen benyttes kaller vi dette indirekte elektrifisering siden energikilden er fornybar kraft.

I dag er grått hydrogen billigst å produsere, men på veien mot nullutslipp vil grått hydrogen måtte fases ut på linje med andre fossile brenslers, mens blått og grønt hydrogen vil bli ledende. Til tross for at det er noe utslipp forbundet med blått hydrogen (ca. 10 % av karbonet i gassen) er det bred enighet om at blått hydrogen vil spille en viktig rolle i hydrogenmarkedet, spesielt i startfasen for å drive frem en etterspørselsside.

Med større satsninger og industrialisering ligger det an til at kostnadene ved å produsere både grønt og blått hydrogen vil falle raskt. Og sannsynligvis vil blått og grønt hydrogen kunne konkurrere med grått hydrogen i 2030 på grunn av økende CO₂-pris. Her er det mange ukjente faktorer, men en mulig antagelse er at enhetskostnadene for å produsere blått hydrogen kan danne et pristak i et framtidig hydrogenmarked. I starten vil dette trolig skje ved at investeringer i større anlegg sikres gjennom langsiktige priskontrakter. Kostnadene for blått hydrogen vil i stor grad avhenge av kostnaden ved karbonfangst og lagring, som er høyst usikker, og av kostnadene ved gassreformering. Det er ventet kostnadsfall i begge kostnadskomponentene, men kostnadsfallet er ventet å være mindre enn for elektrolysører. Gassprisen er den viktigste variable kostnaden. Vi har tatt utgangspunkt i en hydrogenkostnad på blått hydrogen på 55 €/MWh H₂ i 2030 og 45 €/MWh H₂ i 2040.

¹¹ Når vi her omtaler hydrogen inkluderer dette også andre kjemiske forbindelser som er en videreførdling av hydrogen, som eksempelvis ammoniakk, syntetisk drivstoff m.m.

Produksjon av grønt hydrogen er i dag dyrt, men vil mot 2030 få styrket konkurransekraft. Det kommende tiåret forventes det en halvering av kostnadene på elektrolysører. I tillegg vil økende CO₂-pris og massiv fornybarutbygging mot 2030, som gir lave priser en større del av tiden, bidra til økt konkurranseevne. EUs målsetning i Hydrogenstrategien er at grønt hydrogen skal produseres til en kostnad på mellom 25 og 50 €/MWh H₂, i løpet av få år.



Figur 3-9: Produksjonskostnader for grått, blått og grønt hydrogen. Forutsatt våre priser på brensel og CO₂.

Kostnaden for grønt hydrogen avhenger av kraftprisen i produksjonsperioden for hydrogen og investeringskostnaden for elektrolysør (og evt. lager) gjennom levetiden. En varierende kraftpris gjør produksjon av grønt hydrogen mer komplekst enn produksjon av blått. Elektrolysørene må være fleksible og tilpasse produksjonen etter timene med lave kraftpriser. Dette er helt sentralt for å holde kostnaden for grønt hydrogen så lav som mulig. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 7.2 og 10.1.

Hydrogen kan lagres, og lagring av grønt hydrogen er spesielt aktuelt. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 7.2. Lagring i saltgruver er den billigste lagringsteknologien, men begrenses av forekomsten av saltgruver. Da er lagring i trykktanker et aktuelt alternativ. Generelt er lagring relativt billig sammenlignet med de årlige kostnadene for kraftkjøp og investeringskostnaden for elektrolyseanlegget. Dette henger også sammen med at behovet for lagring ikke er så stort, da periodene med lave priser er fordelt gjennom året. Hydrogen kan også konverteres til andre kjemiske forbindelser som passer bruksområdet, og lagres enklere i denne formen, eksempelvis som ammoniakk og syntetisk drivstoff.

Noe hydrogen vil etterspørres i kraftsystemet som brensel i kraftproduksjon, ettersom utfasing av fossil kraftproduksjon og vekst i sol- og vindkraft gir et økende behov for utslippsfri, regulerbar kraft. I begynnelsen vil ombygging av eksisterende CCGT kraftverk være mest lønnsomt, siden anleggene ikke lenger vil være i bruk. Etter 2040 vil trolig hydrogenkraftverk (H₂GT) og brenselceller (PEM/Alkaline) overta, fordi teknologikostnadene faller og eksisterende CCGT kraftverk fases ut pga. levetid. Vi forutsetter at hydrogenkraftverk og brenselceller har en marginalkostnad på rundt 60-100 EUR/MWh.

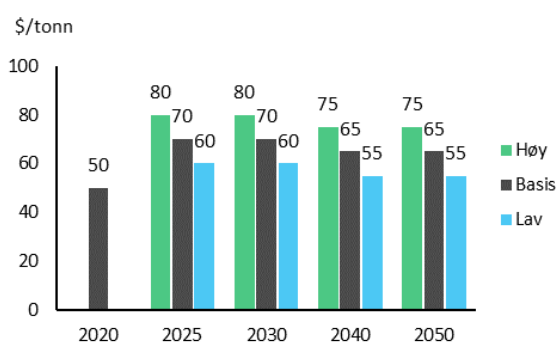
3.4 Investeringskostnadene for øvrig kraftproduksjon endrer seg lite

Fornybar kraftproduksjon står for mesteparten av veksten i kraftproduksjon globalt. Likevel blir det fremdeles bygget mange nye kull-, gass- og kjernekraftverk. Dette til tross for at LCOE for fornybare alternativer ofte er lavere. Nye kjernekraftverk som er under bygging i Europa har blitt kraftig forsinket og langt dyrere enn planlagt. Fossile kraftverks LCOE varierer med brensels-prisene (kull, gass og uran) og karbonpriser, mens selve investeringskostnaden har beveget seg lite de siste årene. Det samme gjelder også de fleste typer overføringsteknologi.

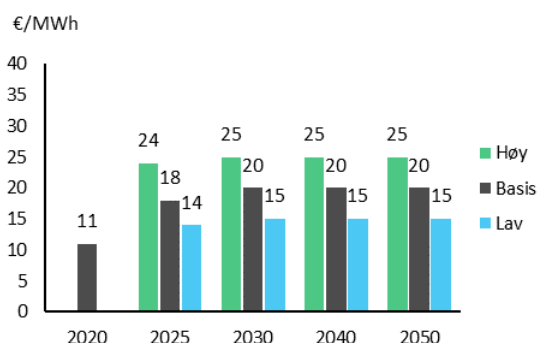
4 Kull- og gasspriser mot 2040-50

Kull- og gasskraftverk er de teknologiene som i dag oftest er på marginen i det europeiske kraftmarkedet. Prisene på kull, gass og CO₂-kvoter er derfor av stor betydning for europeiske og nordiske kraftpriser. Den direkte påvirkningen fra kull- og gassprisene på kraftprisene blir imidlertid stadig mindre etter hvert som kull- og gasskraft fases ut på veien mot et utslippsfritt kraftsystem i 2050. Utfasingen går dessuten raskere i Vest-Europa som er viktigst for det nordiske markedet. Allerede til 2030 vil kullprisen ha liten betydning på kraftprisene.

Gasskraft vil i en periode bli viktigere ettersom kullkraft fases ut. Hva som skjer etter 2030, og når vi nærmer oss 2040 er mer usikkert. I vår basis er gasskraft på marginen relativt ofte frem mot 2035, men faller betydelig mot 2040 ettersom hydrogenkraftverk overtar rollen til gass. Etter 2040 vil gasskraft ha liten betydning for kraftprisene i våre scenario.



Figur 4-1: Kullpriser i forventningsscenarioet. Alle priser i reelle 2020-tall.



Figur 4-2: Gasspriser i forventningsscenarioet. Alle priser i reelle 2020-tall.

Frem mot 2025 baserer vi brenselprisene på prisene fremtidsmarkedene. Per 15.10.2020 var fremtidsprisen på gass 18 €/MWh mot 2025. På lengre sikt til 2030 og 2040 legger vi til grunn en gasspris på 20 €/MWh i forventning. Dette er høyere enn markedet forventer fremover, og er basert på at den globale etterspørselen er på et slikt nivå at det trengs nye investeringer. Disse prisene smitter inn i Europa som fortsatt er avhengige av import selv om importbehovet er synkende. Vi legger til grunn et utfallsrom på gassprisene fra 15 €/MWh til 25 €/MWh.

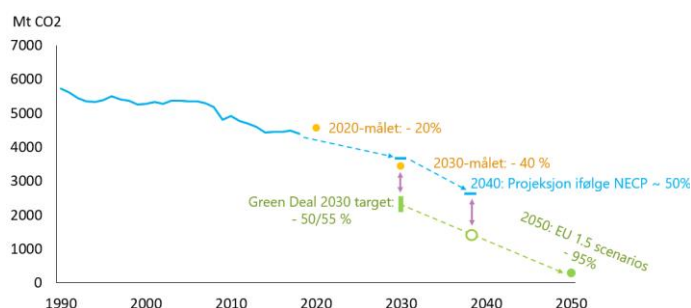
Basert på våre antagelser om utviklingen i Europa når det gjelder gassetterspørselen er dette likevel trolig noe høyt, spesielt i 2040. Det vil imidlertid trolig være en negativ korrelasjon mellom gassprisen og CO₂-prisen på sikt. Hvis gassprisen blir lavere må CO₂-prisen, for å få til nødvendig omstilling, stige mer for å gjøre fossilfrie alternativer mer konkurransedyktige. Dette kan skje via selve kvotemarkedet eller ved at EU reduserer kvotemengden ytterligere for å holde oppe tempo i omstillingen. Vi har lagt til grunn en CO₂-pris på 35 €/t i 2030 og 50 €/t i 2040. Hvis vi hadde lagt til grunn en lavere gasspris i Basis ville dette i stor grad blitt kompensert for gjennom en høyere kvotepris.

Vi har lagt til grunn en kullpris på 70 \$/t i 2030 og 65 \$/t i 2040 i Basis. Utfallsrommet er fra 55 \$/t til 75 \$/t.

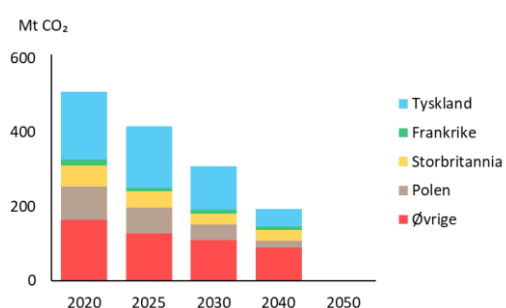
5 Europeisk energi og klimapolitikk

Den europeiske energi og klimapolitikken har blitt mer konkret og forpliktende siden vi laget vår forrige langsiktige analyse i 2018. EUs vedtak om Green Deal og prosessen med å lovfeste klimanøytralitet i 2050 gjør veien videre etter 2030 mer tydelig. Samtidig er EU landene nå i ferd med å vedta en kraftig innstramning av målene for 2030. Kombinert med sterkere felles finansiering gjennom gjenreisningspakken som følger av pandemien, generelt mer enighet mellom landene i EU om veien videre, tydeligere nasjonale mål og stadig mer drahjelp fra teknologisk utvikling og utsikter til å kunne skape jobber og verdiskapning, tilsier dette at EU og de europeiske landene nå mener alvor med målene om klimanøytralitet.

Vi forutsetter at EU-landene og Storbritannia vedtar og oppnår nye og mer ambisiøse mål for 2030, og at de når målet om klimanøytralitet i 2050. Dette innebærer sterk vekst i el-forbruk gjennom elektrifisering og at utslippene fra kraftproduksjonen går helt til null. Så understreker vi at det usikkert om dette skjer allerede til 2050 eller noen år senere. Hovedretningen er imidlertid helt klar.



Figur 5-1: CO₂-utslipp omfattet av EU ETS siden 1990 og EUs målsetninger



Figur 5-2: Simulerte CO₂-utslipp i kraftsektoren frem til 2050 i våre nye basisdatasett.

5.1 Green Deal konkretiserer målene for 2050 og jekker opp målene for 2030

European Green Deal er EUs rammeverk for det grønne skiftet i Europa. Dette konkretiserer og gjør veien fram til målet om klimanøytralitet innen 2050 mer forpliktende. Green Deal kobles blant annet sammen med EUs digitale agenda og industristrategi samt gjenreisningspakken etter koronapandemien. European Green Deal består av en rekke konkrete initiativer, som klimaloven, oppdaterte 2030-mål, revisjon av det europeiske systemet for kvotehandling, samt de konkrete energi-strategiene: strategien for energisystem integrasjon, offshorestrategien, strategien for energirenovering og hydrogenplanen.

Klimaloven vil lovfeste europeisk klimanøytralitet innen 2050

Kommisjonen la frem sitt forslag til europeisk klimalov den fjerde mars. Med dette vil den blant annet lovfeste europeisk klimanøytralitet innen 2050. Forslaget er nå vedtatt i Europaparlamentet.

Målet for 2030 blir trolig hevet til minst 55 % utslippsreduksjon

EU kommisjonen har lagt fram forslag til økte europeiske klimaambisjoner for 2030 for å få bedre sammenheng med målet om klimanøytralitet i 2050. Det opprinnelige forslaget innebærer at utslippsmålet heves fra 40 til 55 % reduksjon innen 2030. Så gikk Europaparlamentet i oktober 2020 inn for å heve målet til 60 %. Endelig beslutning skal etter planen tas på et toppmøte før jul i år, og her ligger det an til å lande på 55 % som et kompromiss. Blant verktøyene Kommisjonen har fremhevet er havvind, grønt hydrogen, el-infrastruktur og smart sektorintegrering. Endringene vil kunne kreve totale investeringer på 350 milliarder euro årlig fremover.

Energilovgivningingen blir revidert

Kommisjonen vil fullføre det legislative arbeidet med å revidere hele EUs energilovgivning frem mot juni neste år. Dette inkluderer blant annet forskriftene om fornybare energikilder og energirenovering og -skattlegging. I dag skattes strøm tyngre enn gass, og Kommisjonen vil revidere den europeiske lovgivningen om energiskatt.

Gjenreisningspakken etter pandemien gir finansiering til grønn omstilling

Snarere enn å la koronapandemien forsinke arbeidet med det grønne skiftet i Europa, vil EU akselerere og stake ut en helt ny retning for europeisk industri og næringsliv. Sentralt er enigheten mellom alle de 27 EU-medlemslandene i juli om et kraftig økt budsjett i form av en gjenreisningspakke ("Next Generation EU" på 750 milliarder EUR der 37 % av midlene skal gå til Green Deal-prosjekter) og et nytt EU budsjett. Dette skal gjøre EU landene verdensledende innen en rekke sentrale teknologier og sektorer nyttet til fornybar energi og infrastruktur, og samtidig bidra til gjenreising av den europeiske økonomien etter korona-resesjonen.

Strategi for smart sektorintegrasjon framhever behovet for å se energi og industri som en helhet

Den 8. juli offentliggjorde Kommisjonen sin strategi for smart sektorintegrasjon. Strategien inneholder 38 enkelttiltak for å dekarbonisere den europeiske energiproduksjonen og -forbruket. Dette inkluderer å legge til rette for utvidelse av fornybarkapasiteten ved å sikre overføringsmuligheter for strøm og elektrifisering av transport, varme og industri. Strategien tar sikte på en økning i elektrisitetens andel av det totale energiforbruket til 30 % innen 2030 og 50 % innen 2050.

Offshorestrategi er under utvikling

EU Kommisjonen utarbeider nå en europeisk offshorestrategi. Av Kommisjonens tidligere publiserte veikart fremgår det at EU satser på å utnytte potensialet for havvind i Nordsjøen, Østersjøen, Svartehavet og Middelhavet ved siden av Atlanterhavet. Tyskland, som er det sittende presidentskapet i Rådet, er særlig interessert i havvindutbygging i Nordsjøen som en del av landets strategi for å bygge ut fornybar energi. Den kraftige satsningen på havvind vil også føre til økt behov for infrastruktur for tilkobling til land. Og den gryende satsningen på grenseoverskridende havvindparker med kobling til flere land, setter også press på reformene av det europeiske regulatoriske rammeverket for overføringskabler, fordi ilandføringskablene risikerer å bli klassifisert som mellomlandsforbindelser.

Hydrogenstrategien indikerer en solid satsning på hydrogen som energibærer

Den 8. juli offentliggjorde Kommisjonen den europeiske hydrogenstrategien, veikartet for oppskaleringen av europeisk hydrogenproduksjon til industrielt nivå, for å dekarbonisere europeisk transport og industri. Målet er å øke andel hydrogen i den europeiske energimiksen fra dagens knappe 2 % til 14 % innen 2050. De totale investeringene anslås å være mellom 180 og 470 milliarder euro. Den europeiske elektrolysekapasiteten skal økes til 6 GW innen 2024 og 40 GW innen 2030.

Renoveringsbølgen øker trykket på energisparing

Kommisjonen har vedtatt et utkast til den europeiske renoveringsbølgen (Renovation Wave) som de la ut et veikart til i mai. I veikartet legges det opp til årlige investeringer på over 300 milliarder i energirenovering av bygninger. I samarbeid med academia og industri har Kommisjonen laget et omfattende rammeverk knyttet til konstruksjon, arkitektur og design som de kaller "Europeisk Bauhaus". Planen innebærer en stor grad av energieffektivisering og elektrifisering.

Nasjonale Energi og Klimaplaner må oppjusteres i henhold til nye mål for 2030

De nasjonale energi- og klimaplanene (NECP) medlemslandene har sendt inn til Kommisjonen sikrer oppfyllelse av det eksisterende målet om 40 % utslippskutt. Planene må nå oppjusteres for å ta hensyn til de nye 2030-målene.

5.2 Mer tydelige nasjonale klimamål og planer om utfasing av kull- og kjernekraft

De nasjonale klimamålene og energipolitikken i de europeiske landene speiler i all hovedsak EUs overordnede mål om store utslippsreduksjoner, energisparing og overgang til fornybar energi. En vesentlig endring den siste tiden er at Polen har blitt langt mer positiv til energiomstillingen. Dette gjør det enklere å få vedtatt nye mål på EU nivå.

Tyskland

Tyskland satser stort på utbygging av havvind, oppskalering av hydrogenproduksjon og utfasing av landets kullkraftverk. Det tyske miljøverndepartementet har konkludert med at de nye EU-målene for 2030 er gjennomførbare for Tyskland. Og i juli vedtok Bundestag forbundsregjeringens forslag til utfasing av kullkraft. De neste årene vil kullkraftverk inviteres til å by i omvendte auksjoner, der de mottar statsstøtte for å fase ut produksjonskapasitet. Regjeringen har en årlig kvote som skal fases ut og innen 2038 skal alle kullkraftverk være ute.

Manglende regulatorisk rammeverk for havvind og usikkerhet om rammeverket for landvind, fører for tiden til langsom utbygging av fornybar energi. Likevel satser Tyskland i sin nasjonale strategi for havvind på å bygge ut 20 GW havvind innen 2030 og 40 GW innen 2040. Regjeringen vedtok nylig en revisjon av fornybarloven som skal sikre fortsatt utbygging av fornybar energi og strømnnett samt holde strømskatten nede. Samtidig tredoblet regjeringen klima- og energifondets budsjett for 2021.

I juni vedtok forbundsregjeringen en nasjonal hydrogenstrategi. Denne legger opp til at Tyskland skal bygge ut 5 GW elektrolysekapasitet innen 2030 og 10 GW innen 2035. En gruppe på omkring 50 partnere fra næringslivet og politikken i de tre nordtyske delstatene vil investere omkring 350 millioner euro i 25 forskjellige prosjekter som skal teste hydrogens funksjonalitet i fremtidens energisystem.

UK

Storbritannia satser på en kombinasjon av hydrogen, havvind og mellomlandsforbindelser for å sikre avkarboniseringen. Innen 2030 er målet å ha 40 GW havvind i drift, opp fra 10 GW i dag. Landet vil også forby salg av nye fossilbiler fra og med 2030. Næringslivet er i stor grad positive til energiskiftet. I desember vil Committee on Climate Change (CCC), regjeringens rådgivende organ i klimaspørsmål, legge frem et veikart til karbonnøytralitet. Brexit vil kunne frakople de britiske planene fra de europeiske når overgangsperioden går ut ved slutten av året. Storbritannia har en egen karbonskatt i tillegg til kvoteprisen i EU ETS. Carbon Price Floor er på 18 £/t og er ventet å fortsette til 2025, etter at kullkraft er faset ut. Som følge av Brexit vedtok Storbritannia i juni 2020 å lansere et eget kvotehandlingsystem fra 2021. Dette kan også være linket til EU ETS.

Polen

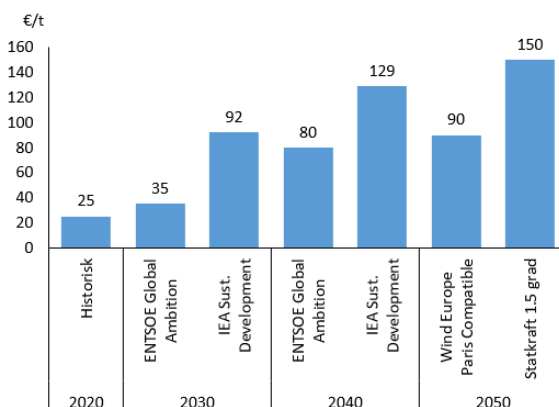
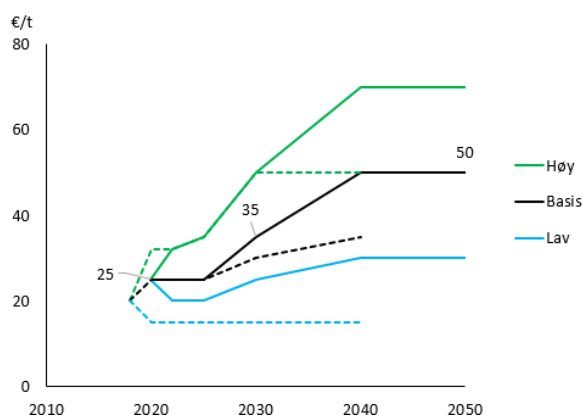
Polen er et av de mest kullavhengige landene i Europa, og det eneste landet som ennå ikke har sluttet seg til målet om karbonnøytralitet innen 2050. De store støttesummene som EU nå kanaliserer inn i grønn gjenreisning og et rettfærdig grønt skifte har imidlertid påvirket holdningen til polske myndigheter, og de er nå langt mer positive til de europeiske klimaplanene enn for kun et halvt år siden. Klimatenketanken Agora Energiewende påpeker at Polen alene kan få nesten elleve milliarder euro i europeiske støttemidler dersom de gjennomfører de riktige tiltakene for energiskiftet.

Kullsektoren er en viktig og en rask utfasing er vanskelig da det setter mange arbeidsplasser i spill. Nylig foreslo regjeringen en utfasing av kullgruvene frem til 2049, revisjon av landets 2040-mål og en fremskynding av fornybar- og atomenergiutbyggingen. Per nå er målet at andelen kullkraft skal falle til mellom 37 % og 56 % av landets energiproduksjon innen 2030 og mellom 11 % og 28 % i 2040. Samtidig har landet et mål om å ha 11 GW havvindkapasitet i Østersjøen, og nye atomkraftverk.

5.3 EU ETS blir et viktigere virkemiddel, men andre tiltak bidrar også

Prisen på CO₂-kvoter betyr mye for kraftprisene de første 10-20 årene. Den er samtidig en stor usikkerhetsfaktor, blant annet som følge av samspillet med de andre virkemidlene i klimapolitikken, de langsiktige klimamålene og de fremtidige prisene på kull og gass. I tillegg er det usikkert hvordan teknologisk utvikling påvirker hva det faktisk vil koste å kutte utslipp på lengre sikt i andre sektorer omfattet av ETS, eksempelvis innen industri og luftfart.

Reformen i ETS-systemet med større reduksjon i det årlige kvotetaket for fasen til 2030 og opprettelsen av en markedsstabilitetsreserve (MSR) har gitt høyere og mer stabile kvotepriser de siste to-tre årene. EU har også strammet inn reglene for statsstøtte og redusert antallet sektorer og selskaper som kan motta offentlig kompensasjon for den økte CO₂-prisen. Samtidig blir ETS framhevet som et sentralt verktøy i Green Deal og EU skal utrede muligheten for å ha en grenseskatt for å hindre karbonlekkasje. Sammen med strammere utslippsmål allerede til 2030 tilsier dette høyere kvotepriser og at kvotemarkedet blir viktigere for omstillingen til nullutslipp enn hva vi tidligere har lagt til grunn. I vårt oppdaterte basisscenario forutsetter vi at CO₂-prisen øker til 35 EUR/tonn i 2030 og 50 i 2040 og 2050. Utfallsrommet er betydelig men nedsiden redusert med det reformerte systemet og nye klimamål.



Figur 5-3: Forutsetninger om prisutvikling innen EU ETS for Lav, Basis og Høy. Stiplede linjer viser forrige LMA. Figur 5-4: CO₂-priser i et utvalg scenarier¹²

Mange eksterne studier peker på at det vil være behov for høye CO₂-priser for å få til en overgang til et energisystem med null utslipp. Samtidig er det klart at den direkte effekten av høyere CO₂-pris på utslipp og kraftpriser i kraftsektoren blir redusert med fallende andel gasskraft. I vårt nye basisdatasett for 2040 er den direkte effekten på kraftprisene lav når vi simulerer med høyere CO₂-pris enn forutsatt, og i 2050 er den direkte effekten helt borte. Videre virker det rimelig å anta at det i mindre grad vil være behov for høye CO₂-priser for å holde nullutslipp i et modent og framtidig utslippsfritt energisystem. Høye CO₂-priser vil da eventuelt handle mer om kostnader knyttet til det å holde utslippene rundt null i andre sektorer utenfor energi og kraftsektoren. Her kan en mulig kobling til kraftsektoren være at høye CO₂-priser øker betalingsvilligheten for hydrogen for å kutte utslipp i andre sektorer. Samtidig er det tydelig at CO₂-prisen betyr mest for kraftprisene og omstillingen av energisektoren de første 10-15 årene. Her gir høyere CO₂-pris enn det vi forutsetter i Basis både høyere kraftpriser, raskere omstilling og et mindre behov for andre virkemidler. Til slutt vil også lave gasspriser kunne bidra til høyere CO₂-priser for å få samme effekt på energiomstillingen. Det kan imidlertid også være motsatt – at høy CO₂-pris gir lavere gasspris som følge av raskere omstilling og lavere etterspørsel.

¹² Entso-e (2020) TYNDP Scenario Report, IEA (2019) World Energy Outlook, Wind Energy (2018) Breaking new ground, Statkraft (2019) Globale energitrender og norsk muligheter

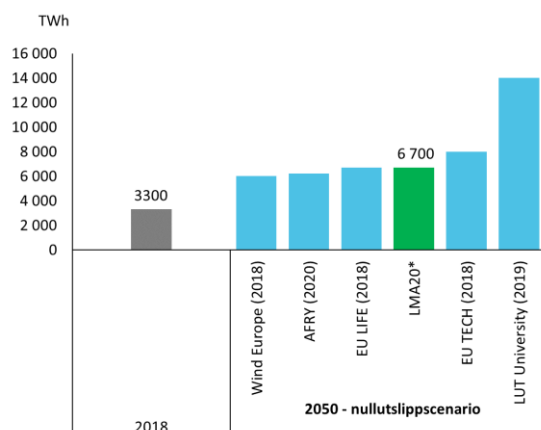
6 Elektrifisering og fornybar kraftproduksjon

Når hele det europeiske energisystemet skal gå mot nullutslipp i 2050, innebærer det netto nullutslipp i all energibruk innen transport, industri, bygg, husholdning og kraftsystem¹³. Dette vil kreve en enorm omlegging i hvordan vi produserer, distribuerer og bruker energi.

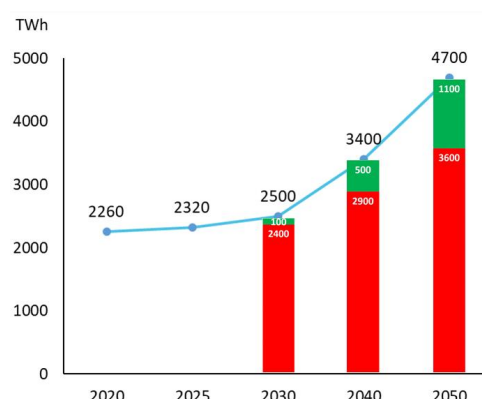
6.1 Elektrifisering er det rådende klimatiltaket – kraftforbruket doubles

I arbeidet med vårt 2050-scenario har vi denne gangen brukt tid på å få en oversikt over andre analyser som forutsetter et nullutslipps energisystem. Litteraturstudien har gjort det enda tydeligere at elektrifisering er det viktigste klimatiltaket. Det massive kostnadsfallet på sol- og vindkraft har gjort fornybar kraft mer tilgjengelig og det å bruke denne energien i nye sektorer er i mange tilfeller den mest kostnadseffektive måten å kutte CO₂-utslipp på.

Elektrifisering vil gi en enorm vekst i kraftforbruket. De ulike analysene vi har gjennomgått peker på en økning i kraftforbruket fra dagens nivå på mellom 100–400 %, som vist i Figur 6-1. Men bare elektrifisering tar oss ikke helt til null utslipp, det er også mye annet som må bidra. De ulike analysene vi har gjennomgått legger i ulik grad vekt på energisparing og generelt sirkulær økonomi, bruk av varme fra varmeprosesser og omgivelsesvarme, og bruk av bioenergi og karbonfangst (CCS). Jo mindre bruk av andre tiltak, jo større bidrag må komme fra kraftsektoren i form av elektrifisering. Det gjelder både direkte bruk av elektrisitet, men også indirekte elektrifisering ved å omdanne fornybar kraft til hydrogen, gass eller drivstoff som kan brukes i sektorer hvor direkte elektrifisering er krevende, som f.eks. tungtransport og i enkelte industriprosesser.



Figur 6-1: Sammenligning med andre nullutslippsscenario¹⁴



Figur 6-2: Samlet forbruksvekst i EU11. Dette tilsvarer ca. 6700 TWh i EU samlet. Grønn farge utgjør forbruk til elektrolyse.

Våre forutsetninger i Basis innebærer en doubling av kraftforbruket til 2050. Dette er i tråd med øvrige nullutslippsscenario, som vist i Figur 6-1. Kraftforbruket i området dekket i vår modell, EU11¹⁵, øker fra 2250 TWh i dag til 4700 TWh i 2050¹⁶. Det meste av elektrifiseringen skjer gjennom direkte bruk av elektrisitet, men fra 2040 er det den indirekte elektrifiseringen som driver det meste av

¹³ Vi tar ikke stilling til utslipp innen jordbruk, arealbruk, etc.

¹⁴ Wind Energy (2018) Breaking new ground, EU (2018) A Clean Planet for All, AFRY (2020) 2050 Holistic & Efficient Roadmap for a Zero-Emissions EU Energy, LUT University (2019) Global energy system based on 100% renewable energy

¹⁵ Vårt modellerte område uten Norden: UK, Frankrike, Tyskland, Sveits, Østerrike, Italia, Polen, Belgia, Nederland, Tsjekkia og Baltikum.

¹⁶ Forutsatt at EU11 forblir 70 % av kraftforbruket i EU, innebærer dette en økning fra 3300 TWh til 6700 TWh for hele EU.

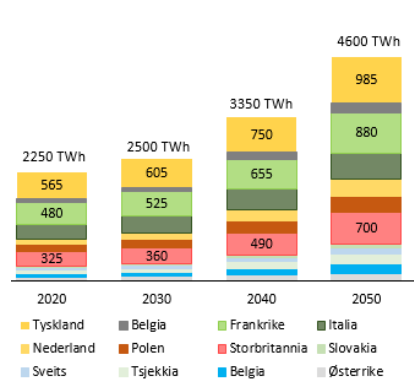
forbruksveksten. Elektrifiseringsgraden er stigende gjennom hele perioden, og i den delen av Europa vår modell dekker, øker elektrifiseringsandelen fra 25 % i dag, til ca. 60 % i 2050, i vår Basis.

Usikkerheten om volum og hastighet er betydelig. Mye av usikkerheten i størrelsen på kraftforbruket og elektrifiseringsgraden ligger i hvor mye kraftsystemet skal bidra på veien mot nullutslipp, sammenlignet med andre sektors bidrag. Kraftforbruket er også svært avhengig av fordelingen mellom direkte og indirekte elektrifisering. Dersom mer av forbruket må elektrifiseres indirekte vil kraftforbruket øke, da effektiviteten her er lavere enn ved direkte elektrifisering.

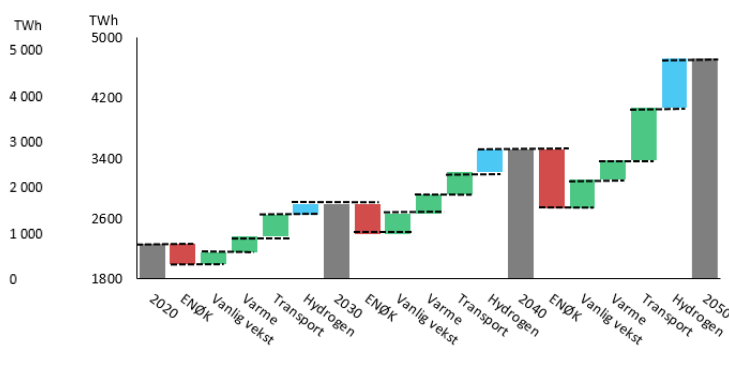
I 2050 forutsetter vi at kraftforbruket til indirekte elektrifisering er 1100 TWh. Forutsatt at kraftforbruket går til å produsere hydrogen via elektrolyse, gir dette i underkant av 900 TWh hydrogen, med en virkningsgrad på rundt 80 %. Vi har her sett bort fra komprimering og transport. Målt i installert effekt er dette rundt 250 GW kapasitet elektrolysører i 2050. I 2030 forutsetter vi at elektrolysekapasiteten er 40 GW, i tråd med EUs hydrogenstrategi. Kraftforbruket til hydrogenproduksjon (til ammoniakk, syntetisk drivstoff, e.l.) er størst i landene med høy havvindproduksjon, som følge av samlokalisering av havvindkapasitet og elektrolysekapasitet på hub i Nordsjøen og Østersjøen.

Det meste av transportforbruket kan elektrifiseres direkte. For tyngre kjøretøy og skipstrafikk vil batteridreven transport være mindre egnet. Her legger vi til grunn bruk av hydrogen/ammoniakk, som gir vekst i kraftforbruket, samt bioenergi. Vi forventer også økt bruk av kraft til oppvarming, både gjennom varmepumper og gjennom direkte elektrisk oppvarming i fjernvarmeanlegg i perioder med lave kraftpriser. Det er også sannsynlig at vi kan se økt bruk av direkte el-opppvarming av bygg.

I Basis legger vi til grunn omfattende energieffektivisering av eksisterende forbruk. Vi forutsetter 25 % nedgang i eksisterende forbruk som følge av energieffektivisering, fra i dag til 2050. Fordelingen av kraftforbruk og ENØK per land er basert på dagens forbruk og andre nullutslippsanalyser. Andelen per land er skjønnsmessig vurdert. På kontinentet er særlig potensialet for energisparing i bygg stort.



Figur 6-3: Forbruksutvikling per land

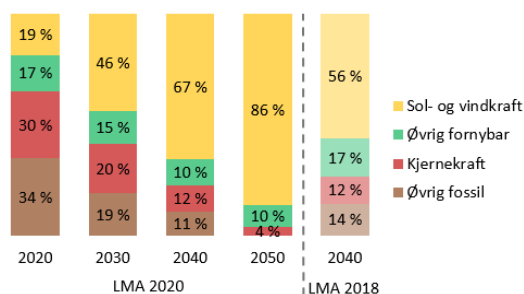


Figur 6-4: Årsaker til vekst i kraftforbruk fra 2020 til 2050

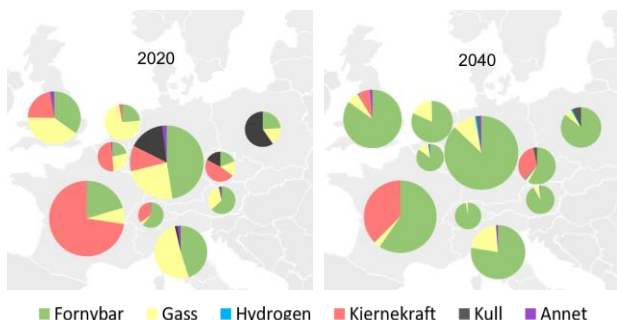
6.2 Sol- og vindkraft dekker forbruksveksten og erstatter termisk produksjon

Vi forventer store endringer i kapasitets- og produksjonsmiksen på kontinentet og i Storbritannia mot 2050. I området dekket av vår modell, EU11, forutsetter vi at andelen fornybar kraftproduksjon øker fra 36 % i dag til 77 % i 2040, opp fra 73 % i vår forrige markedsanalyse. Tar vi med Norden er andelen enda høyere. I 2050 er andelen fornybar kraftproduksjon i EU11 hele 96 %, der kun noe gjenværende kjernekraftproduksjon er ikke-fornybar. Alle fossile kraftverk er faset ut til 2050. Det meste av den fornybare kraftproduksjonen er sol- og vindkraft (86 %), men noe bidrag kommer også fra vannkraft,

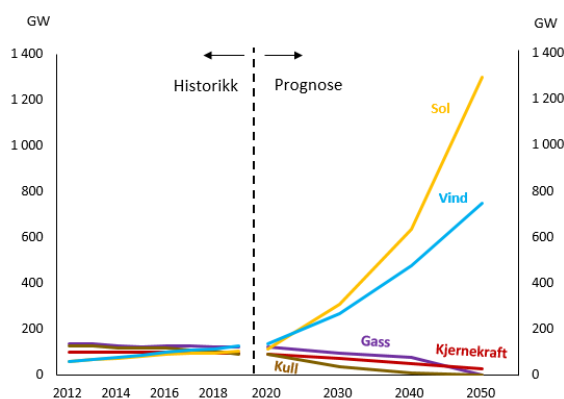
bioenergi og avfall. I tillegg kommer noe fra hydrogenkraftverk der den opprinnelige energikilden i stor grad er vind og solkraft.



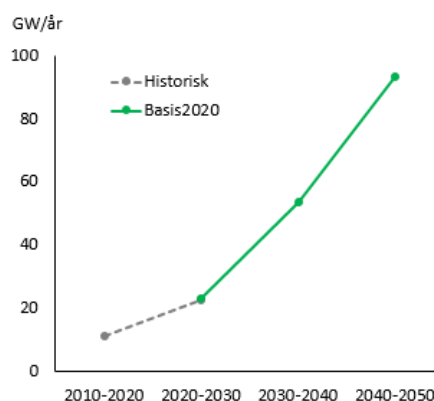
Figur 6-5: Produksjonsmiks (målt i TWh) i EU11



Figur 6-6: Simulert produksjon fordelt på kraftverkstype for europeiske land i 2020 og Basis 2040



Figur 6-7: Produksjonskapasitet i Basis for EU11



Figur 6-8: Utbyggingstakt i Basis i EU11

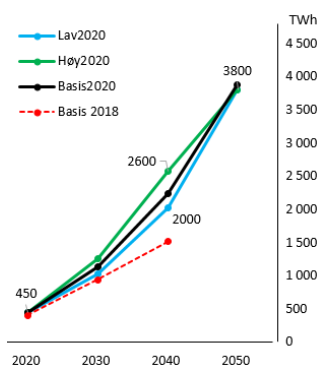
Sol- og havvind blir de store vinnerne

Sol – og vindkraft har befestet sin posisjon som den mest kostnadseffektive, utslippsfrie produksjonen. I Basis 2040 står sol og vindkraft for 68 % av produksjonsmiks i EU11, sammenlignet med 56 % i LMA18. I 2050 er 86 % dekket av uregulerbar produksjon fra sol og vind, det vil si nærmere 4000 TWh.

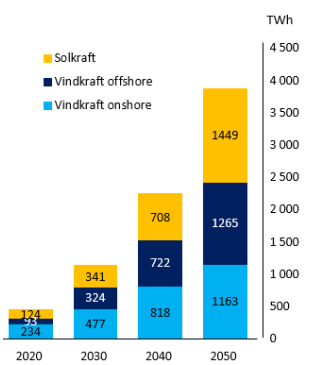
Siden LMA2018 har havvind styrket sin konkurranseevne sammenlignet med landbasert vindkraft. Mangel på landareal vil med tiden gjøre seg gjeldende både pga. arealrestriksjoner og som følge av at de egnede områdene allerede er bygget ut. I tillegg har teknologiutvikling jevnet ut kostnadsforskjellene mellom landbasert og havbasert vind, slik at merkostnaden for havvind er redusert. Havvind og sol blir følgelig de største energikildene i 2050 med henholdsvis 1300 og 1450 TWh. Kraftproduksjonen fra landvind er 1150 TWh i 2050.

Etter våre forutsetninger kan landvind bygges uten subsidier fra 2030. Dette som følge av høyere CO₂-pris og lavere kostnader. Arealrestriksjoner på land begrenser likevel volumet som bygges ut. Havvind og solkraft er ikke fullt ut lønnsomt basert på simulert kraftpris alene og dermed delvis avhengig av subsidier og garantier helt til 2050. Her er skalaen på utbyggingen en viktig faktor. LCOE synker i hele perioden, men det gjør også den produksjonsveide gjennomsnittsprisen til sol- og vindkraft som følge av en stadig større markedsandel. Dette til tross for massiv vekst i forbruket, og spesielt i hydrogenproduksjon, som bidrar til å redusere kannibaliseringseffekten. Vi forventer imidlertid at behovet for å redusere utslipp av klimagasser vinner frem, selv om det krever fortsatt bruk av ulike støtteordninger. Videre har vi et fallende behov for denne typen støtte i simuleringene.

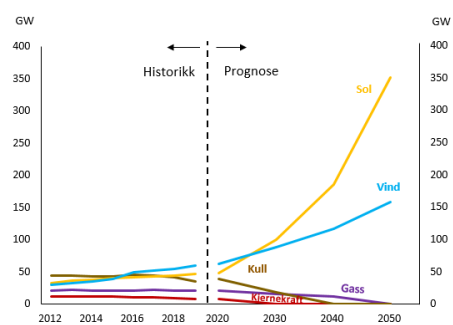
Våre scenarier Høy og Lav gir et utfallsrom også for fornybarutbygging. I Høy gir høye brensls- og CO₂-priser gode vilkår for en mer rendyrket markedsdrevet utbygging av sol- og vindkraft. I Lav går utviklingen saktere og enda mer subsidier må sørge for å oppfylle målene i EUs energi- og klimapolitikk.



Figur 6-9: Produksjon fra sol- og vindkraft i EU11



Figur 6-10: Fordeling av sol- og vindkraft i EU11 i Basis



Figur 6-11: Kapasitetsutvikling i Tyskland i Basis for utvalgte kraftverkstyper

Mer bruk av blå hydrogen fra gass og mer import av grønt hydrogen fra eksempelvis Nord-Afrika kan redusere behovet for å bygge ut sol og vindkraft i Europa. Hovedbildet blir imidlertid det samme der sol og vindkraft gradvis dominerer kraftproduksjonen mer og mer.

Sammenlignet med nullutslippsscenarioene til Entso-e ligger vår Basis nærmest scenarioet Distributed Energy. Samlet er kraftforbruket i Distributed Energy noe lavere enn i Basis. Forbruket til indirekte elektrifisering, og kapasiteten elektrolyserer, er imidlertid det dobbelte av hva vi legger til grunn i Basis. Hva gjelder kraftproduksjon legger vår Basis større vekt på utbygging av havvind sammenlignet med Distributed Energy.

Termiske kraftverk tvinges ut av markedet

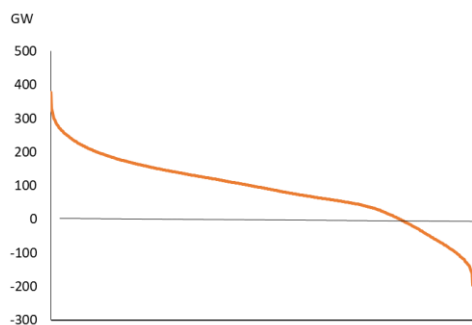
Vi forventer en raskere nedgang i kull-, gasskraftverk frem til 2040, enn i LMA18. Den viktigste driveren for dette er for liten og usikker inntjening. Høyere andel sol- og vindkraft presser ut termisk kraftproduksjon og reduserer brukstiden. Dette kombinert med vissheten om at fossile kraftverk må fases ut for å oppnå nullutslipp, gir tidligere utfasing. Andre drivere for nedleggelsene er strengere reguleringer for partikkelutslipp, nasjonale vedtak om utfasing og kompensasjon for dette, at kraftverkene når sin tekniske levealder og at vi får høyere CO₂-pris.

Etter 2030 vil kun et fåtall land i Europa beholde kullkraft, og i 2040 er så godt som all kullkraftkapasitet faset ut. Vi forutsetter at noen kullkraftverk kan konverteres til forbrenning av biodrivstoff. Utfasingen av gasskraft akselerer først etter 2040, som følge av at gasskraft er mer konkurransedyktig enn kullkraft med høyere CO₂-priser, men vi forutsetter også noe utfasing av gasskraft til 2040 som følge av lav lønnsomhet. Vi forutsetter at noen gasskraftverk bygges om til å forbrenne hydrogen.

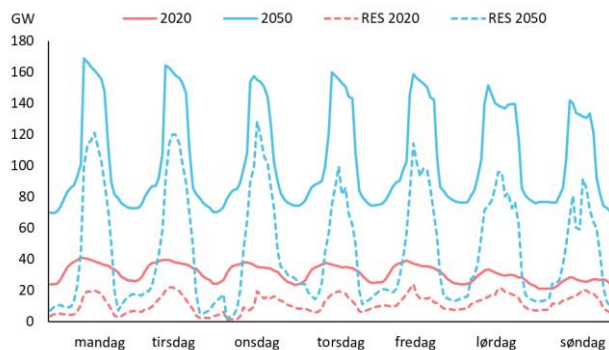
Mot 2040 gjør økt stramhet og høyere CO₂-pris det lønnsomt å bygge hydrogenkraftverk og brenselceller med lav brukstid i våre scenarier. Disse får store deler av sine inntekter når det oppstår lengre perioder med lite europeisk sol- og vindkraftproduksjon.

7 Fleksibilitet i forbruket og energilagring

For å håndtere overgangen til et kraftsystem med mye mer uregulert og variabel produksjon, må det være noe som kan balansere svingningene mellom høy og lav residuallast¹⁷. Det viktigste bidraget til balansen er at forbruket tilpasser seg produksjonen. Dernest bidrar annen fleksibilitet som fanger opp kraftoverskudd og yter kraft tilbake i kraftsystemet i perioder med lite fornybarproduksjon. Her spiller batterier og hydrogen en viktig rolle.



Figur 7-1: Varighetskurver for residuallast i EU11 i 2050



Figur 7-2: Forbruk og RES produksjon i Tyskland i 2020 og 2050 i en uke med mye solproduksjon

7.1 Forbruket må og vil bli mer fleksibelt – og lagringskapasiteten øker

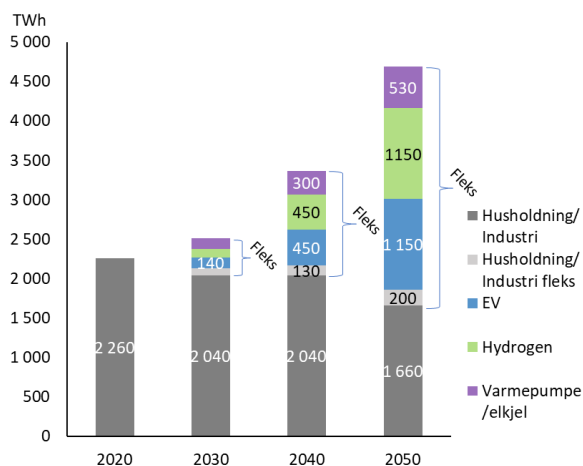
Mot 2050 forutsetter vi i Basis at en større andel av forbruket blir fleksibelt, som vist i Figur 7-3. Det eksisterende forbruket minker som følge av energieffektivisering og energisparing, og det som kommer av nytt forbruk vil i hovedsak være fleksibelt. Ny teknologi og automatisering muliggjør og forenkler flytting av forbruk i tid. Samtidig vil en rekke nye forbrukskategorier ha en iboende fleksibilitet som følge av at lønnsomheten til forbruket avhenger av å tilpasse seg kraftprisen, enten ved å utnytte lave kraftpriser og fange opp overskuddet av fornybarkraftproduksjon, eller ved å unngå de høyeste prisene. Innen forbruksfleksibilitet forutsetter vi:

Forbruksflytting – skifter forbruket vekk fra høypristimer til lavpristimer som ligger nært i tid uten å endre det totale årsforbruket, for eksempel elbillading eller styring av øvrig forbruk

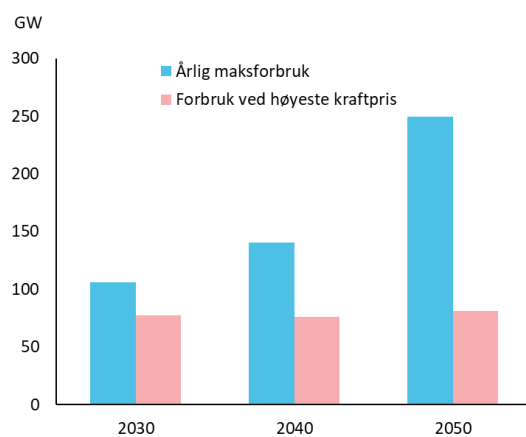
Forbruksreduksjon – forbruk som er følsomt for høye kraftpriser gir mindre anstrengte situasjoner når prisene går langt over normalen, for eksempel industri og næring som tilpasser produksjonen.

Forbruksøkning (P2X) – effektoverskudd (fornybaroverskudd) kan gå til å kjøre prosesser som bruker kraft til å produsere hydrogen, kraft til varme, kraft til gass (P2G) og kraft til væske (P2L). Eksempler kan være hydrogenproduksjon, elkjeler, varmepumper, eller produksjon av syntetiske drivstoff

¹⁷Det forbruket som ikke dekkes av kraftproduksjon fra sol og vind, som må dekkes av termisk produksjon og annen fleksibilitet, time for time.



Figur 7-3: Utvikling i ulike forbrukskategorier



Figur 7-4: Utvikling i makslast i Tyskland

Historisk har forbruket variert og vært lite fleksibelt. Balansen i det europeiske markedet har blitt skapt av fossil kraftproduksjon som tilpasset seg til forbruket. I dette systemet var høy pris nesten alltid drevet av høyt forbruk. Mot 2050 går vi mot et veldig annerledes kraftsystem hvor kraft fra sol og vind vil dominere. Dette fører til at tilbudet av kraft vil variere veldig mye. For å skape balanse i markedet må forbruket bli mye mer fleksibelt og tilpasse seg til produksjonen. I det fremtidige europeiske kraftsystemet vil høy pris ofte være et resultat av lav kraftproduksjon. Den høye prisen fører til lavere forbruk. Høye priser vil altså i større grad sammenfalle med lavt forbruk. Timene med høyest forbruk, drevet av hydrogenproduksjon, elkjel og fleksibel lading, vil i økende grad komme når tilbudet er stort og prisene er lave, som vist i Figur 7-4 for Tyskland.

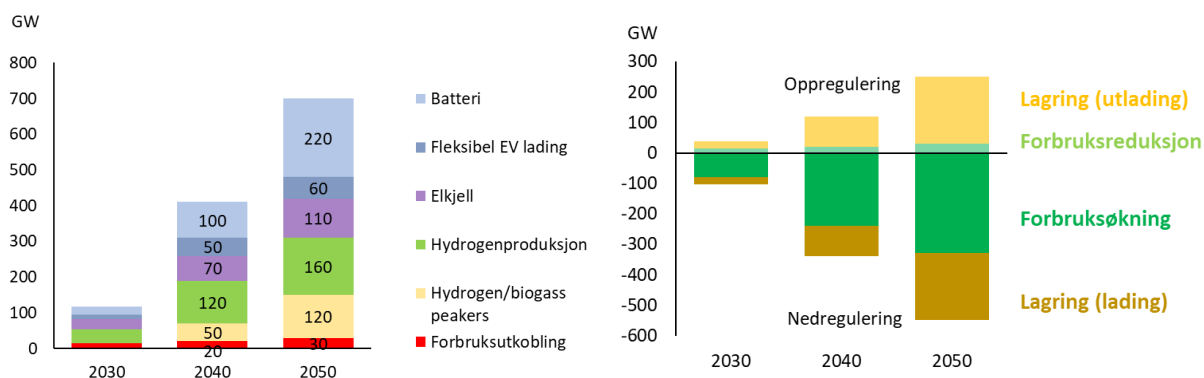
Fleksibel lading er på mange måter et gratis bidrag til fleksibiliteten i kraftsystemet, da den er anskaffet av forbrukerne og samfunnet med andre primærmål enn å yte fleksibilitet i kraftsystemet. Vi forutsetter i Basis at 20 % av elektrisk transport i EU kan lade fleksibelt 2050. Vi forutsetter ikke at batterier i elektriske kjøretøy yter kraft tilbake på strømmettet. Mengden fleksibel lading er en sentral usikkerhet som har mye å si for subsidiebehovet for fornybar, dette kommer vi tilbake til i kapittel 10.2

Lagring, i form av batterier, fanger opp fornybaroverskuddet og leverer dette tilbake i kraftsystemet når det er lite sol og vind. Vi forutsetter økende bruk av lagring mot 2050 etter hvert som det periodevis fornybaroverskuddet øker, og fossil termisk kraftproduksjon fases ut. Vi legger til grunn batterier med en lade- og utladningstid på 3 timer i våre datasett. I Basis er mengden batterier større enn sist, hele veien mot 2040.

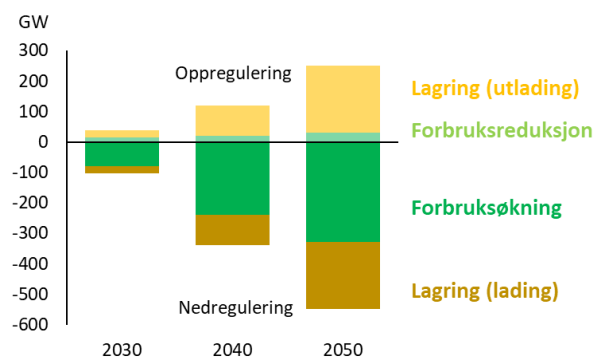
Lengre perioder med *overskudd* må fanges opp av forbruksøkning, dvs. hydrogenproduksjon og elkjeler. Lengre perioder med *underskudd* er mer utfordrende. Vi legger til grunn at toppplastverk, som forbrenner hydrogen og biogass, dekker forbruket i lengre perioder uten sol og vind. En kombinasjon av hydrogenproduksjon og hydrogen brukt i toppplastverk kan ses på som en type storskala lagring. I motsetning i LMA18, modellerer vi denne gangen hydrogenproduksjon og hydrogen-toppplastverk separat, uten å ta stilling til lagringselementet. I Basis legger vi til grunn en større mengde hydrogenproduksjon og hydrogenkraftverk, samlet, enn mengden storskala lagring i LMA18.

Batterilagring – lader seg opp i lavpristimer og lader ut i høypristimer for å utnytte prisforskjeller innenfor noen timer

Topplastverk – kraftverk som produserer kraft i stramme timer med høye priser



Figur 7-5: Total kapasitet innen forbrukerfleksibilitet og lagring i EU11



Figur 7-6: Kapasitet for opp- og nedregulering fra forbrukerfleksibilitet og lagring

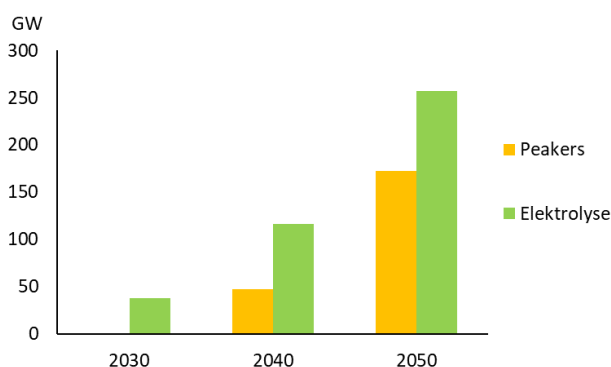
Samlet gir kildene til fleksibilitet nevnt ovenfor en betydelig opp- og nedreguleringskapasitet, som illustrert i Figur 7-5 og Figur 7-6. Energieffektivisering gir også et viktig bidrag i å dempe forbruket som må leveres i timer med lite sol- og vindkraft. Videre gir den innebygde fleksibiliteten fra gass-, kull- og kjernekraftverk bidrag til oppregulering, mens uregulerbare produsenter gir bidrag til nedregulering.

7.2 Hydrogen vil spille en viktig rolle for lavpris- og høyprisfleksibilitet

Satsningen på hydrogen har fått en ny giv de siste årene både i statlig regi og i næringslivet. EU-kommisjonen har som mål å løfte frem et (grønt) hydrogenmarked på få år. Og det finnes en rekke prosjekt og initiativ som omhandler konvertering av eksisterende produksjon eller infrastruktur til bruk av/for hydrogen, fremfor fossile brenslere. Aktualiteten har trolig økt fordi hydrogen kan bidra til å løse mange utfordringer i ulike sektorer, se Figur 7-8. I kraftsystemet vil hydrogen gi flere viktige bidrag til fleksibilitet:

- Hydrogenproduksjon, via elektrolyse, fanger opp fornybaroverskudd
- Hydrogen fungerer som et energilagring
- Hydrogen kan yte fleksibilitet tilbake i kraftsystemet i perioder med lite fornybarproduksjon

Fleksibel produksjon av grønt hydrogen når det er overskudd av fornybar kraft, hever kraftprisen opp fra null. Det bidrar til å drive utbyggingen av sol og vind videre, som er nødvendig for å nå det volumet som trengs for å oppnå nullutslipp. Det er også sentralt for lønnsomheten til grønt hydrogen at produksjonen konsentreres til timene med lave kraftpriser. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 10.1.



Figur 7-7: Samlet kapasitet elektrolysører og hydrogenkraftverk i EU11

At hydrogen kan lagres, er sentralt for å kunne utnytte lave kraftpriser og for å sikre levering av hydrogen i perioder med lite fornybar produksjon. Sammen med blått hydrogen bidrar lagring av grønt

hydrogen til å gi fleksibilitet i hydrogenmarkedet. Behovet for hydrogenlagring er antatt å være lavere enn for naturgass, da periodene med lav kraftpris er fordelt utover hele året og etterspørselen etter hydrogen også er antatt å være flatere. Ettersom det meste av hydrogenet som produseres brukes utenfor kraftsektoren, modellerer vi ikke lagring eksplisitt, men inkluderer kostnadsestimat på lagring i beregningene våre av hydrogenkostnad.

Noe hydrogen vil også etterspørres i kraftsystemet til å levere fleksibilitet i timer mer lav produksjon fra sol og vind. Hydrogen vil slik yte høyprisfleksibilitet i topplastverk. Topplastverkene er viktig supplement til batterier fordi de kan dekke forbruket i lengre underskuddsperioder enn det storskala batterier klarer.

Hvordan hydrogenmarkedet vil utvikle seg, er svært usikkert. Vi tar ikke stilling til hvor stort det samlede hydrogenmarkedet blir, men forventer en betydelig hydrogenetterspørsel og at kraftsystemet skal levere en stor del av dette.

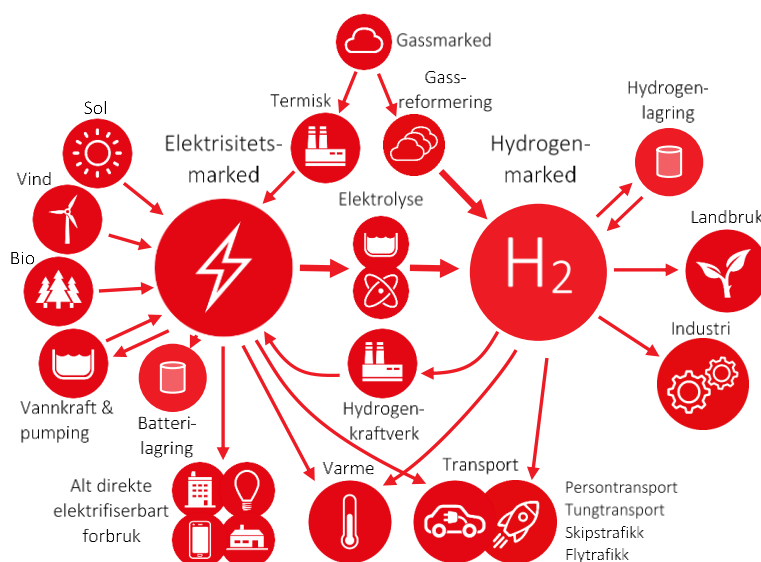
Mengdene og modelleringen av hydrogen i våre datasett bygger på en bred litteraturgjennomgang, samt egne beregninger av levetidskostnader for elektrolyseanlegg, lagring og kraftproduksjon fra hydrogen med utgangspunkt i teknologikostnader fra BNEF, i tillegg til iterativ prosess med modellering. Se også tekstmaks.

Modellering av hydrogen

Vi modellerer et sett med ulike elektrolysører som har ulike strategier for produksjon, som følge av ulike karaktertrekk. Vi forutsetter at de ulike strategiene gir seg uttrykk i hvilket nivå for kraftpris elektrolysørene er villige til å produsere opp til. Vi har antatt at elektrolysørene kobler ut sin produksjon ved kraftpriser mellom 25 og 50 €/MWh. Disse ulike utkoblingstersklene for kraftpris er i en høy andel av tiden bestemmende for kraftprisen, som vi ser nærmere på i kapittel 8.

Det enkelte anleggets utkoblingspris vil også være bestemmende for hvilken gjennomsnittlig kraftkostnad anlegget har. Intervallet for utkoblingspris er bestemt i en iterativ modelleringsprosess, med utgangspunkt i at kostnaden for grønt hydrogen, gitt simulert kraftpris, må være konkurransedyktig med prisen på blått hydrogen, og gi tilstrekkelig lønnsomhet til fornybar Vi ser nærmere på lønnsomhetsvurderingene i kapittel 10.1.

Hydrogenkraftverk er modellert som kraftverk som forbrenner hydrogen. Kraftverkene har ulik marginalkostnad i intervallet 60 – 100 €/MWh for å representere ulike teknologier og effektivitet.



Figur 7-8: Illustrasjon av det kompliserte samspillet i det dekarboniserte markedet for energi. Illustrasjonen er ikke komplett, og utelater for eksempel konvertering til andre energibærere (for eksempel ammoniakk og syntetiske drivstoff), karbonmarkedet, med mer.

7.3 Økt nettkapasitet bidrar også til energiomstillingen

Vi legger til grunn ENTSO-E's planer – og tysk nettutvikling i takt med behovet

Nettet er også en viktig kilde til fleksibilitet, og våre forutsetninger for Europa er basert på ENTSO-Es nettutviklingsplan (TYNDP). Vår modellering av det europeiske nettet er svært forenklet, men gir et grovt bilde over de viktigste transportkanalene. Økt overføringskapasitet demper økningen i prisforskjeller noe og er viktig for å integrere større mengder uregulerbar produksjon.

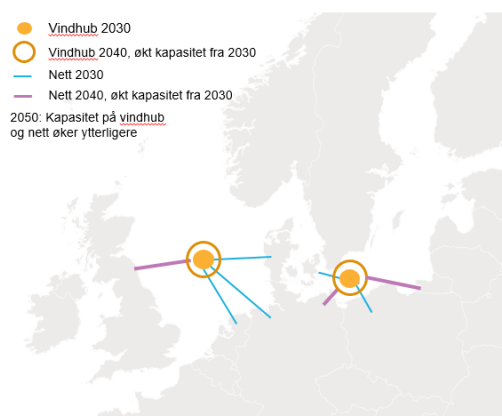
I Tyskland er det et stort behov for nettførsterkninger mellom nord og sør, for å håndtere både forbruksvekst i sør og store mengder fornybar kraft i nord. Vi legger til grunn at nettutviklingen følger behovet, selv om det er høy usikkerhet rundt dette. Vi legger ikke til grunn innføring av tyske prisområder. I kapittel 13.2 undersøker vi påvirkningen på norsk pris ved en større andel lav pris i Tyskland, som kunne vært resultatet av innføring av tyske prisområder.

Videre legger vi til grunn at tysk havvind primært inngår i egne prisområder i Nordsjøen og Østersjøen, med andre havvindprosjekt. Det er og i dette området vi forventer at det kommer mye elektrolysekapasitet, se også neste avsnitt. Dette bidrar til å dempe overføringsbehovet nord-sør i Tyskland.

Vindhub'er gir økt overføringskapasitet mellom land

I tillegg til nett på land legger vi til grunn en stegvis utvikling av offshore nett i forbindelse med havvindutbyggingen i Nord- og Østersjøen. Dette er rasjonelt da det gir økt overføringskapasitet mellom land når det er lite vindkraftproduksjon, noe som gir en samfunnsøkonomisk gevinst.

I 2030 forutsetter vi etablering av en vindhub i Nordsjøen med tilknytning til Tyskland, Nederland og Danmark, og en vindhub i Østersjøen med tilknytning til Danmark og Polen. Overføringskapasiteten til land i 2030 er tilsvarende installert vindkapasitet. Fra 2040 øker overføringskapasiteten til landene som har nettilknytning. Samtidig knytter vindhub'en i Nordsjøen seg også til Storbritannia og vindhub'en i Østersjøen knytter seg til Tyskland og Litauen. Vi har utelatt direkte forbindelser til Norge og Sverige i Basis, og vurderer heller disse forbindelsene i egne sensitiviteter. I tillegg forutsetter vi hydrogenproduksjon på hub'ene for å bidra til å absorbere overskuddsproduksjonen. Samlet er overføringskapasiteten til land og kapasiteten på elektrolysørene i 2040 og 2050, større enn vindkapasiteten, på hver av hub'ene.



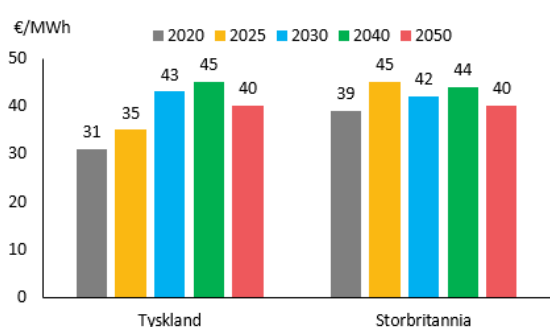
Figur 7-9: Illustrasjon av modelleringen av vindhub'er i Nordsjøen og Østersjøen

8 Europeiske kraftpriser i Basis scenarioet

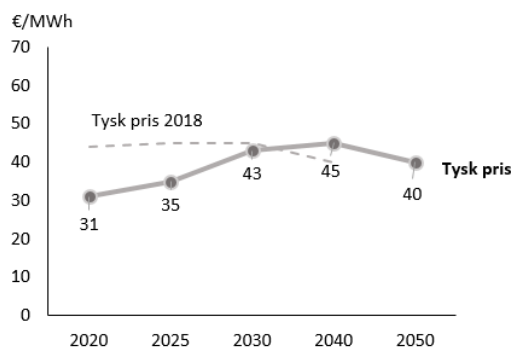
Kraftprisene i de landene som har mest betydning for det norske markedet ligger i dag på i overkant av 30 €/MWh.¹⁸ I vår Basis stiger disse prisene til rundt 45 €/MWh i gjennomsnitt i 2030 og forblir på dette nivået til 2040. Årsaken til at prisene øker skyldes hovedsakelig mer knapphet etter hvert som dagens kull, gass og kjernekraft blir lagt ned samtidig som forbruket øker, og at kvoteprisene øker. Veksten i sol og vindkraft gjør at det oppstår flere timer med svært lave priser, men mer innslag av lavprisfleksibilitet motvirker denne effekten vesentlig.

Gjennomsnittsprisene er på nivå med det vi hadde i Basis i vår forrige analyse. Prisene varierer imidlertid vesentlig mer nå da vi har flere timer med både høye priser og lave priser. Denne effekten er synlig til 2030 og klart forsterket til 2040. Hydrogenmarkedet blir en viktig prisdriver i kraftmarkedet til 2040. I timer med mye fornybar er hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse prissettende i mange timer, mens i timer med knapphet overtar hydrogenkraftverk sammen med utkobling av forbruk rollen til gasskraftverk etter 2035. Vi utbroderer dette samspillet og flere av de økonomiske prinsippene som underbygger datasettene mer i kapittel 8.2.

Mellom 2040 og 2050 kommer det inn enorme mengder ny vind og solkraft. I vår Basis holder imidlertid prisene seg ganske like som i 2040. Årsaken er at forbruksveksten til 2050 primært er fleksibelt forbruk som ikke bruker kraft i timer der bidraget fra sol og vindkraft er godt under normalt. Mer effektive lagringsteknologier for eksempel i forbindelse med elbiler bidrar også til å stabilisere prisene både i lav og høyprisperioder.



Figur 8-1: Simulerte gjennomsnittlige kraftpriser i basisscenarioet.



Figur 8-2: Gjennomsnittspris i Tyskland i LMA 2020 og LMA 2018

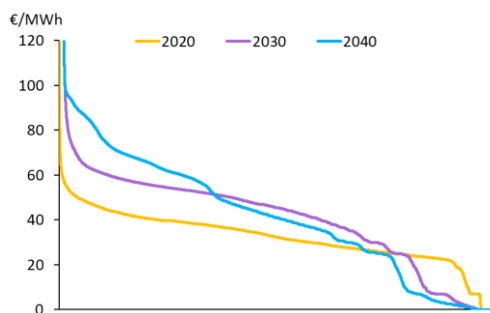
8.1 Fram til 2040 - prisene blir mer variable, nye teknologier setter prisen

Kraftprisene i det europeiske markedet blir mer volatile priser etter hvert som kull- og kjernekraft fases ut, og primært erstattes av ny produksjon fra vind- og solkraft. Dette forsterkes av at marginalkostnadene for gasskraftverk øker, samt vekst i forbruket. Figur 8-3 og Figur 8-4 viser dette for tyske og britiske priser der varighetskurven for alle simulerte timer over 29 år blir brattere utover i tid. Til 2030 øker imidlertid ikke andelen svært lave priser i vår Basis, selv om andelen sol- og vindkraft øker kraftig. Årsaken er at forbruket vokser og kjernekraft og annen produksjon med lave marginalkostnader legges ned. I tillegg begynner hydrogenproduksjon via elektrolyse og elkjel til å løfte

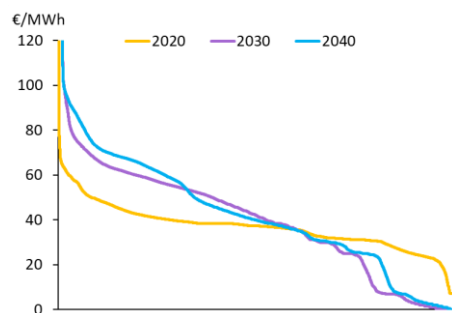
¹⁸Dette er imidlertid vesentlig lavere enn det historiske snittet. I perioden 2010 til 2020 lå tyske priser på 39 €/MWh i snitt, nederlandske på 44 €/MWh og britiske på 54 €/MWh

kraftprisene i timer med stort bidrag fra sol og vindkraft. Vi må her presisere at vi tror simuleringen undervurderer antall timer med svært lave kraftpriser i 2030.

Mot 2040 blir så å si alle termiske kraftverk, som i dag er de prissettende teknologiene i over 90 % av tiden, faset ut. Samtidig oppstår det enorme endringer i det fortløpende bidraget fra vind- og solkraft. Dette krever igjen en enorm vekst i fleksibiliteten både fra forbruket og ulike typer lagringsteknologier. Fra 2040 er det primært forbruk, hydrogenkraftverk og lagring som er teknologiene som balanser markedet.



Figur 8-3: Varighetskurve for tyske priser i Basis 2020, 2030 og 2040. Kurvene viser alle simulerte priser over 29 historiske værår.

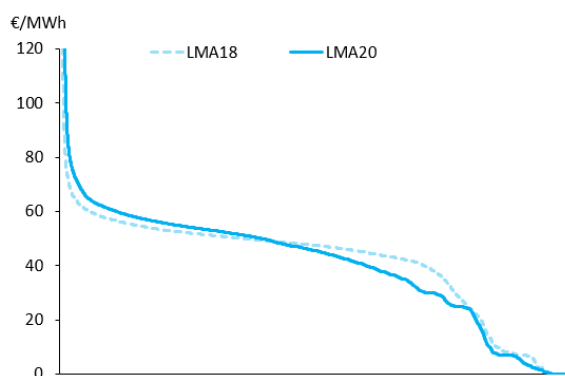


Figur 8-4: Varighetskurve for britiske priser i Basis 2020, 2030 og 2040. Kurvene viser alle simulerte priser over 29 historiske værår

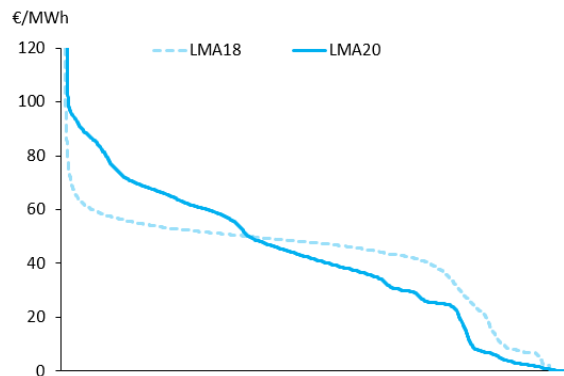
Prisene i 2040 varierer langt mer i vår oppdaterte analyse sammenlignet med LMA 2018

Sammenlignet med vår forrige analyse er prisene noe mer volatile i 2030 (Figur 8-5) (Figur 8-3). Det skyldes en kombinasjon av større andel sol og vindkraft i tillegg til at marginalkostnadene for termiske kraftverk er økt som følge av høyere kvotepriser.

Den store forskjellen fra sist kommer imidlertid til 2040, der prisene i den oppdaterte analysen er langt mer variable, med innslag av både flere høye og lave priser (Figur 8-6). Bakgrunnen er at mengden sol- og vindkraft er økt vesentlig samtidig med at forbruket er mye. I den lave enden av varighetskurven, typisk når bidraget fra sol og vindkraft er over normalt, har vi at hydrogenproduksjon i form av elektrolyse er prissettende i mange flere timer enn sist. Det er også flere timer der prisen er svært lav. Vi ser mer på samspillet mellom lønnsomheten av vind- solkraft samt hydrogenproduksjon og annen type fleksibilitet i kapittel 10.1.



Figur 8-5: Varighetskurve for tyske priser i 2030 sammenlikning av LMA 2020 og LMA 2018.

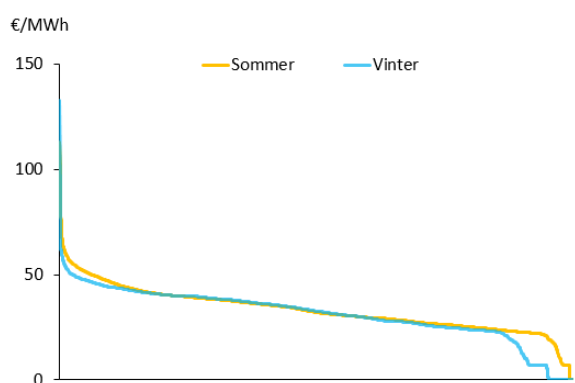


Figur 8-6: Varighetskurve for tyske priser i 2040 sammenlikning av LMA 2020 og LMA 2018.

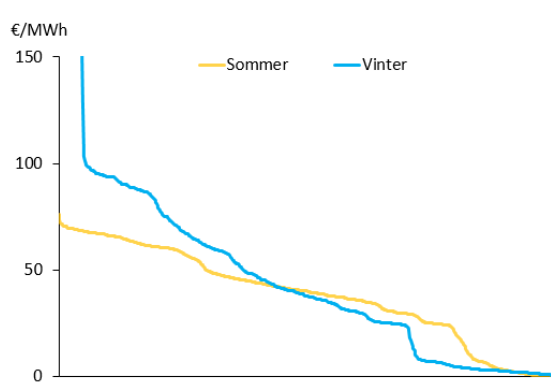
I den høye enden av varighetskurven øker prisene sammenlignet med LMA18. Det skyldes for det første at forbruket er økt sammenlignet med den regulerbare kapasiteten. For det andre har kraftverkene som er på marginen i timene med mer knapphet høyere marginalkostnader enn sist. Årsaken er både høyere kvotepris og at vi nå forutsetter flere hydrogenkraftverk. Disse har høyere marginalkostnader enn gasskraftverkene.

Stor prisvariasjon om vinteren – kombinasjon av solkraft og batterier gir lite variasjon på sommeren

En tydelig konsekvens av utviklingen beskrevet over er at prisene vil være langt mer volatile i perioden fra november til mars enn resten av året. Dette er en trend vi allerede ser i dag, men som vil forsterke seg kraftig. Om vinteren veksler kraftsystemet mellom å måtte håndtere perioder knapphet og relativt høye priser, og overskudd og lave priser. Om sommeren gir en kombinasjon av stort bidrag fra solkraft sammen med mye lagringskapasitet at det aldri oppstår knapphet og pristopper. Færre perioder med mye vindkraft sammenlignet med om vinteren gjør at det likevel er færre timer med svært lave priser.



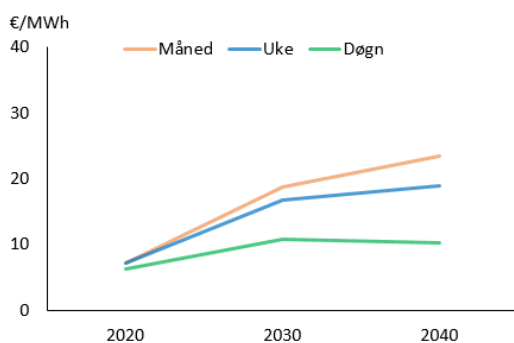
Figur 8-7: Varighetskurve for sommer- og vinterpriser i Tyskland fra 2020-datasettet



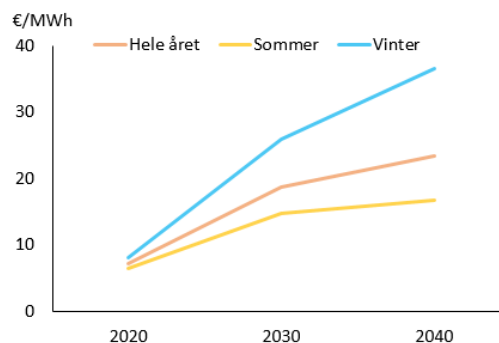
Figur 8-8: Varighetskurve for sommer- og vinterpriser i Tyskland fra 2040-datasettet

Bidraget fra vindkraft følger ofte sykluser som varer fra en dag til opp mot sju dager. Noen ganger også lenger. Dette gjør at typiske lav- og høypris varierer flere dager i strekk. I høyprisperiodene er ofte prisene i nærheten av marginalkostnadene for hydrogenkraftverk, men kan også blitt satt av utkobling av forbruk hvis bidraget fra vindkraft er langt under normalen på vinteren. I lavprisperiodene er prisene satt av produksjon av hydrogen og av elkjel, men blir også ned mot null.

Innenfor disse periodene gir imidlertid mye lagringskapasitet, fra for eksempel batterier, ganske lite prisvolatilitet. Dette gjør at målet som viser volatilitet innenfor en lenger tidsperiode som for eksempel en måned øker mye fra i dag, mens målet på volatilitet innenfor døgnet holder seg mye mer stabilt.

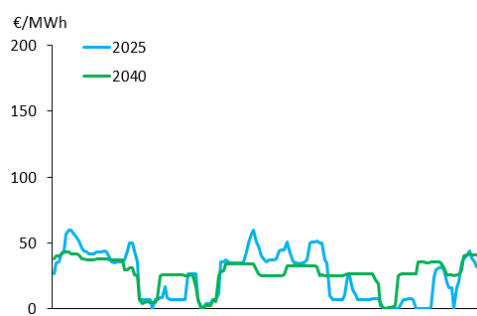


Figur 8-9: Volatilitet innenfor måneden, uken og døgnet

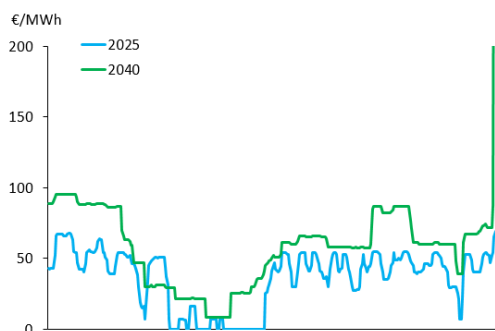


Figur 8-10: Volatilitet innenfor måneden om sommeren og vinteren

Samme bilde ser vi ved å sammenlikne priser fra samme uke i 2025 og 2040 (Figur 8-11 og Figur 8-12)



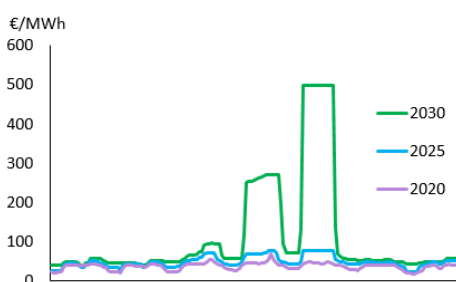
Figur 8-11: Representativ sommeruke i Tyskland i 2025 og 2040



Figur 8-12: Representativ vinteruke i Tyskland i 2025 og 2040

Forbruk bidrar til å balansere markedet i flere timer når produksjonen fra vindkraft er unormalt lav

Samtidig som fossile kraftverk fases ut og knappheten øker i våre datasett, legger vi altså til grunn at utslippsfrie toppplastverk kommer inn. De bruker hydrogen og biogass og har høyere marginalkostnad enn fossile kraftverk. Disse kraftverkene har lav brukstid, ofte under 10 % i løpet av et år, men har en viktig funksjon i de timene der bidraget fra vindkraft er langt under normalt på vinteren. Samtidig legger vi til grunn at mye ny fleksibilitet på forbrukssiden kan koble ut for å balansere markedet i disse timene. *Det er viktig at dette ikke forveksles med tvungen rasjonering. For samfunnet er det mye mer økonomisk effektivt at forbruket tilpasser seg i stramme situasjoner enn å bygge termiske kraftverk som svært sjelden blir tatt i bruk, se også tekstboks på side 32.*



Figur 8-13: Simulerte priser i Tyskland for den samme vinteruken i 2020, 2025 og 2030. Knapphet gir pristopper i 2030

Vi vil presisere at modellen vår underdriver både antall lave og høye priser. Vi tror derfor økningen i prisvariasjon kan bli en god del større enn simuleringene viser. Det er også en reell mulighet for at kraftverk legges ned enda raskere enn vi legger til grunn på grunn av svak økonomi. Dette vil i så fall føre til enda flere pristopper.

Mulig lavprisområde rundt Nordsjøen og Østersjøen

Utbygging av havvind gjør at en stor del av den europeiske kraftproduksjonen sentreres i området rundt Nord- og Østersjøen. Dette vil øke overføringsbehovet fra kysten og innover på kontinentet. Samtidig dempes denne økningen mye av at vi forutsetter vi at hovedtyngden av hydrogenproduksjon samlokaliseres med produksjonen. I Basis forutsetter vi at prisene i disse kystområdene er noe lavere enn på fastlandet. Det er imidlertid en risiko både for at det blir større flaskehalser lenger inn og at elektrolyse og annen lavprisfleksibilitet ikke klarer å løfte kraftprisene så mye vi forutsetter i Basis. For å illustrere en slik utvikling har vi laget en variant der det blir opprettet eget prisområdet rundt Nordsjøen. Figur 8-14 sammenlikner prisene i dette området med prisene i Basis. I kapittel 13.2 viser

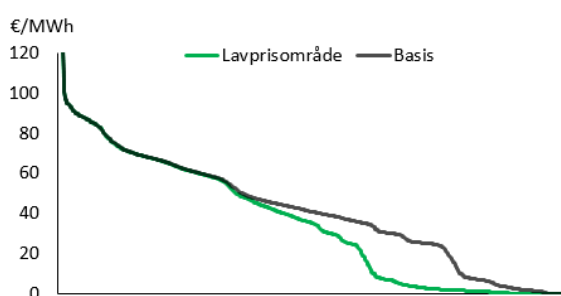
Forbrukstilpasning blir billigere

Når et anlegg eller en løsning brukes mye (høy brukstid) kan man akseptere høyere faste kostnader hvis de variable kostnadene er lave. For anlegg eller løsninger som brukes sjelden er det motsatt: Her er det viktig å ha lave faste kostnader, mens de variable kostnadene ikke er så viktige siden bruken er så begrenset.

Dette betyr at rene forbrukstilpasninger som krever små investeringer, men kan medføre en viss kostnad eller et velferdstap for forbrukerne, vil være godt egnet for å håndtere sjeldne situasjoner med stor knapphet.

Tidligere var det kun få deler av forbruket som kunne respondere fleksibelt og ved knapphet var det vanskelig å skille mellom viktig og uviktig forbruk. I noen tilfeller ble hele områder koblet ut. I fremtiden kan dette skje mye smartere. Gode prismekanismer og IKT-løsninger legger til rette for at forbruksreduksjonene kan komme der de gir minst ulempe for forbrukerne. Dette er viktig fordi det kan være stor forskjell på hvilken nytte forbrukere har av ulike typer strømforbruk.

vi hvordan dette kan påvirke norske priser hvis forbindelsene fra Norden til kontinentet, inkludert de norske, blir liggende i dette lavprisområdet.



Figur 8-14: Varighetskurve for tysk kraftpris i Basis og for kraftpris i lavprisområde

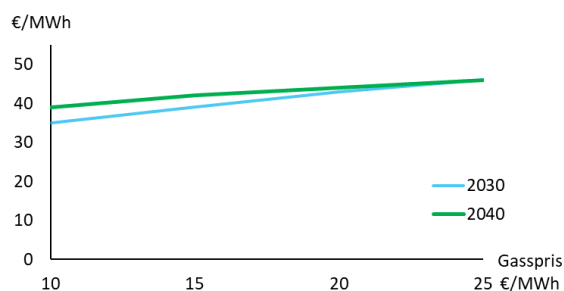
Mot 2030 blir britiske kraftpriser på nivå med prisene på kontinentet

Den britiske snittprisen har fra 2012 og frem til i dag vært rundt 54 €/MWh, ca. 15 €/MWh høyere enn i Tyskland og 10 €/MWh høyere enn i Nederland. Mye av denne forskjellen har vært drevet av at britiske produsenter har betalt enn høyere CO₂-pris sammenlignet med produsenter i resten av Europa. Inntil høsten 2018 bidro også høye priser på gass relativt til kull, fordi gasskraftverk er mer dominerende i Storbritannia. De to siste årene har forskjellen til tysk pris blitt redusert til under 10 €/MWh. Det skyldes lavere priser på gass relativt til kull, høyere priser i EU ETS, samt at andelen vind- og solkraft begynner å bli stor i Storbritannia.

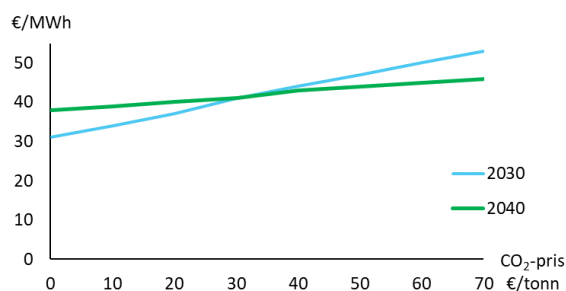
I våre simuleringer for 2025 ligger gjennomsnittsprisene i Storbritannia fortsatt i underkant av 10 €/MWh høyere enn tyske i snitt, fordi vi antar den britiske karbonskatten ligger ca. 20 €/MWh høyere enn prisen i EU ETS. I 2030 og 2040 ligger imidlertid britiske kraftpriser noe lavere. Dette skyldes en kombinasjon av at veksten i vind og solkraft er relativt større i det britiske markedet, mer utfasing av kull og kjernekraft på kontinentet, og vi antar at kvoteprisen i Storbritannia blir den samme som i EU. Om det siste ikke blir tilfelle vil de to første faktorene gjøre at prisene i Storbritannia uansett vil nærme seg de kontinentale prisene.

I Basis er effekten av gass- og kvotepriser på kraftprisene sterkt avtakende fra 2030 til 2040

Til 2030 legges mesteparten av kullkraftverkene i Europa ned. Videre mot 2040 faller andelen gasskraft (målt i TWh) fra 26 % til under 10 %. Denne utviklingen gjør at kraftprisene blir stadig mindre følsomme for brensels- og CO₂-prisen. Figur 8-15 og Figur 8-16 viser hvor følsom tysk kraftpris er i 2030 og 2040 for isolerte endringer i henholdsvis gass- og kvoteprisen i vår Basis.



Figur 8-15: Tysk kraftpris ved endring i gasspris



Figur 8-16: Tysk kraftpris ved endring i CO₂-pris

Basis har noe lavere kraftpriser enn Entso-e

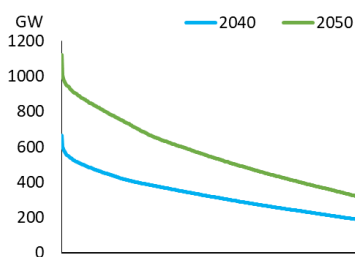
Tysk kraftpris i vår Basis i 2030 er rundt 10 €/MWh lavere enn kraftprisen i Entso-e scenarioet det er mest nærliggende å sammenligne med - Distributed Energy. Dette er primært som følge av høyere marginalkostnader i termiske kraftverk, da brensels- og CO₂-pris er høyere i Distributed Energy. CO₂-prisen er i dette scenarioet 50 €/t i 2030, mens vi i Basis legger til grunn 35 €/t. I tillegg bidrar en høyere fornybarvekst i Basis til å presse kraftprisen ned, sammenlignet med kraftprisen i Entso-e scenarioet.

Mot 2040 faller kraftprisen i Distributed Energy til rundt 50 €/MWh, mens kraftprisen i vår Basis er stabil på rundt 45 €/MWh, slik at Distributed Energy kun ligger 5 €/MWh over vår Basis. Akselerert vekst i sol- og vindkraft presser prisen mer ned i Distributed Energy, enn økningen i CO₂-pris og vekst i forbruk presser kraftprisen opp.

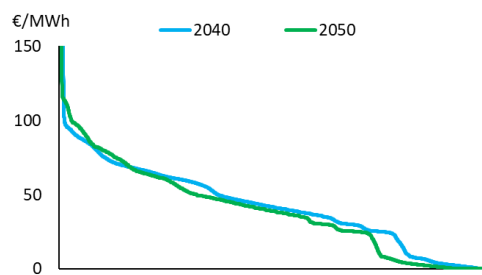
8.2 Videre til 2050 – fortsatt enorm vekst i sol og vindkraft, men små endringer i prisene

De sentrale teknologiene som skal inngå i kraftsystemet i 2050 må i hovedsak være utviklet til 2040, fordi det tar tid å implementere nye løsninger, se også tekstboks på side 34. Dynamikken i markedet mellom produksjon, fleksibelt forbruk og lagring er derfor ganske like i vårt 2040 og 2050 datasettet. Vi viser mer av det økonomiske likevektstankegangen som preger datasettene våre i kapittel 10.

En konsekvens er at kraftprisene i 2040 og 2050 er rimelig like. Ubalansene som må håndteres øker naturligvis, ettersom volumet sol og vindkraft øker enormt (Figur 8-17). Samtidig forutsetter vi at teknologiene som gjør at dette store volumet vi allerede har til 2040 håndteres effektivt, blir stadig bedre og billigere. I sum utligner omtrent disse to effektene hverandre. Snittprisene presses likevel noe ned til 2050 som følge av noen flere timer med svært lave priser



Figur 8-17: Varighetskurver for kraftproduksjon fra sol og vind i EU11 samlet i 2050



Figur 8-18: Varighetskurve for tyske priser i Basis 2040 og 2050. Kurvene viser alle simulerte priser over 29 historiske værår.

Å ha et datasett som representerer nullutslipp er sentralt for å bygge gode datasett på veien dit

I våre datasett for 2040 og 2050 forsøker vi å fange de viktigste mekanismene i kraftmarked i et nullutslippssamfunn. Det er imidlertid viktig å understreke at modelleringen er forenklet. Kraftmarkedet vil nok vil være mer komplekst og mer uhåndterlig enn det vi skisserer her, teknologien vil videreutvikles og det vil trolig komme nye løsninger som vi ikke kjenner nå, se også tekstboks. Så stopper selvfølgelig ikke verden når man når nullutslipp. Det vil naturlig nok være rom for å gjøre systemet stadig mer økonomisk effektivt.

Styrken med en forenklet modellering er at vi har kommet frem til en bane for utviklingen av kraftsystemet mot nullutslipp i hele økonomien

som er rimelig konsistent. Forståelsen av hvordan kraft- og energisystemet ser ut i et samfunn med 0-utslipp har også vært viktig. Blant annet for å forstå hvor store endringer som må til allerede til 2030 og 2040 for at man skal ha en realistisk mulighet for å nå nullutslipp i hele økonomien til 2050. Et viktig resultat er at teknologiene som trengs for å nå dette må komme på plass i stor skala trolig 10-20 år før man når null. Spesielt gjelder dette kraftsektoren.

Det er mange usikre faktorer som påvirker prisene i 2040 og 2050

Etter hvert som så å si alle de termiske verkene, inkludert kjernekraft, er borte balanseres markedet av elementer som vi har lite erfaring med. Blant annet er prispfølsomheten og kostnadsstruktur foreløpig ukjent. For eksempel gjelder dette utkoblingsprisen for hydrogenproduksjon og marginalkostnadene til toppplastverk som forbrenner hydrogen. Disse vil trolig også henge sammen til en viss grad.

Videre er batterier og fleksibilitet i lading av elektrisk transport helt sentralt for prissettingen. Disse balanserer ut svingninger i bidraget fra sol- og vindkraft og stabiliserer kraftprisene i alle timer. Hvor stor og hvordan denne type fleksibilitet fungerer er derfor et sentralt usikkerhetsmoment. Dette er også viktig fordi denne typen fleksibilitet er til gratis disposisjon for kraftsystemet, og følgelig bidrar til å holde systemkostnadene nede.

Dette må ikke forveksles med at systemet og alle teknologier må bli svært billige for å nå nullutslipp. Systemet blir bare dyrere å bygge ut og drifte. Mindre fleksible anlegg for elektrolyse vil for eksempel føre til mer spill av sol- og vindkraft. Dermed må mer bygges ut. I perioder med lite bidrag fra sol og vind vil mindre forbruk som kobler, kombinert med et mindre optimalisert system for lagring, føre til at flere hydrogenkraftverk med lav brukstid må bygges ut. Hvis disse også er blir dyrere å bygge ut øker totalkostnaden ytterligere.

Teknologien videreutvikles – men hvor mye?

Teknologi som kan inngå i kraftsystemet i 2050 må i hovedsak være utviklet til 2040, fordi det tar tid å implementere nye løsninger. Det er 20 år til 2040. Ser vi 20 år tilbake, til år 2000, er det åpenbart at vi nå har tilgang til helt andre teknologier enn vi hadde da. Sol- og vindkraft og batterier er blitt dramatisk mye billigere enn de fleste kunne forestille seg, og utviklingen innen IKT gir langt bedre muligheter enn før.

I våre analyser legger vi til grunn videre kostnadsreduksjoner og billigere lagringsteknologier, men det er naturligvis umulig å vite hvor store endringene blir og hvilke overraskelser som kan komme. Det vi vet med stor sikkerhet, er at det vil være veldig sterke økonomiske drivkrefter i hele den industrialiserte verden for å utvikle nye løsninger.

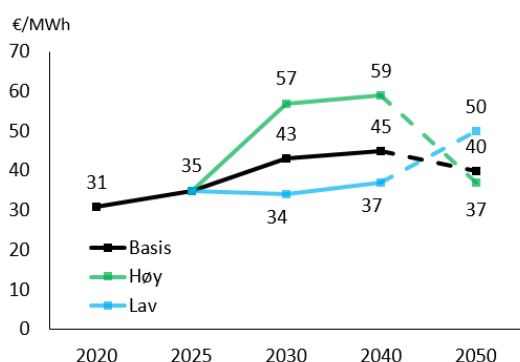
9 Høyt og lavt scenario – utfallsrom for kraftpriser

9.1 Vi legger til grunn et utfallsrom for kontinentale og britiske priser fra 35-60 €/MWh

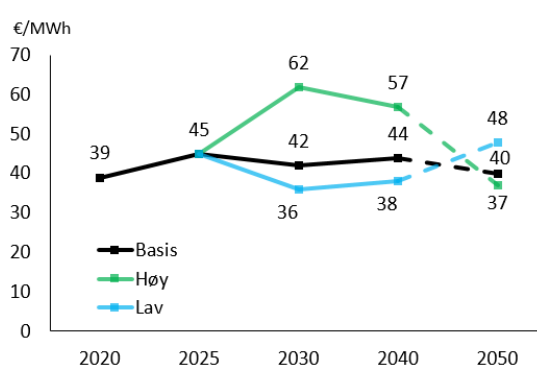
I de foregående kapitlene har vi vist at kraftmarkedet i Europa vil endre seg radikalt fra i dag. Det betyr at usikkerhetsfaktorene for kraftprisene også endrer seg. Frem mot 2030 er gass- og kvoteprisene en sentral usikkerhet. Når vi nærmer oss 2040 vil i større grad usikkerheten være knyttet til elektrolyse, prisen på hydrogen og utkoblingspriser for forbruk.

Hvordan finansieringen av omleggingen skjer er også viktig. Mer støtte og subsidier betyr at prisene i kraftmarkedet i mindre grad må speile de fulle kostnadene til aktørene. En naturlig følge av dette er at behovet for subsidier og støtteordninger vil være lavere i Høy enn i Basis, mens det vil være vesentlig større i Lav.

Vi har bevisst valgt å ikke knytte utfallsrommet for kraftprisene frem til 2040 i særlig grad til kostnadsutviklingen på for eksempel havvind, elektrolyse og annen type fleksibilitet. I 2050 er imidlertid utfallsrommet knyttet til disse faktorene. Dette kan føre til et strukturelt skifte i kraftprisen. Vi mener for eksempel at Høy er mer konsistent med en utvikling der vi går raskere mot billigere og mer effektive teknologier og løsninger som er sentral for å nå nullutslipp. Det er derfor den høye prisbanen til 2040 er kombinert med Lav i 2050, og motsatt (Figur 9-1 og Figur 9-2). En slik fremstilling er selvfølgelig karikert og knekkpunktene vil naturlig nok ikke være så tydelig som figurene indikerer. I 2050 legger vi også til grunn at utfallsrommet for prisene er noe lavere. Dette skyldes både at vi antar at vi har nådd nullutslipp og at teknologiene på sikt blir mer effektive.



Figur 9-1: Tyske snittpriser i scenarioene for høy og lav kraftpris frem til 2050



Figur 9-2: Britiske snittpriser i scenarioene for høy og lav kraftpris frem til 2050

Videre må vi nevne at den enorme endringstakten i seg selv er en helt sentral usikkerhetsfaktor. Med så store endringer kan det naturlig nok oppstå ubalanser som vedvarer over tid. Vi viste i kapittel 8.1 hvordan overkapasitet i markedet eventuelt i kombinasjon med innføring av prisområder kan gi lave priser i området rundt Nordsjøen. Dette er i mindre grad reflektert i vårt lave scenario her.

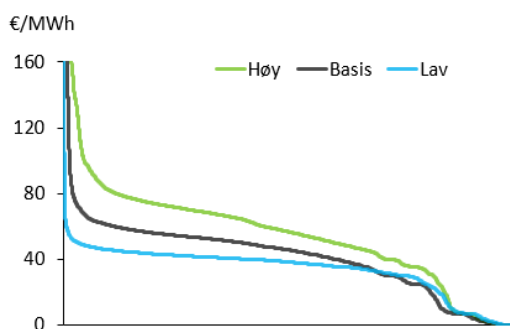
9.2 Utfallsrommet er primært drevet av ulike priser i den høye delen av varighetskurven

Figur 9-3 og Figur 9-4 sammenlikner varighetskurvene for tysk kraftpris i 2030 og 2040 i våre tre prisscenarioer. Vi ser at utfallsrommet primært er drevet av ulike priser i den høye enden av kurven, typisk i timer der bidraget fra sol og vindkraft er under normalen. Prisene i den lave enden er mye likere, spesielt i 2040, selv om vi har antatt noe høyere utkoblingspriser på elektrolyse i Høy 2040.

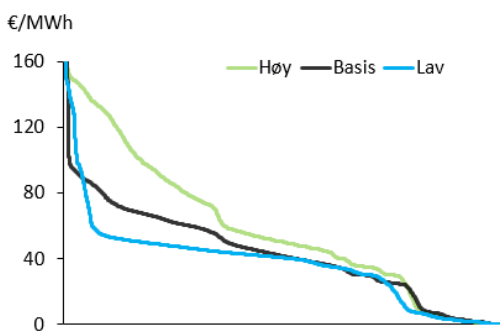
Grunnen til at stor forskjellen mellom scenarioene blir så stor er både knyttet til at stramheten i markedet og marginalkostnadene til kraftverkene som setter prisen når bidraget fra sol og vindkraft er

lavt. Når både markedet er strammere i Høy og marginalkostnadene er vesentlig høyere blir den kombinerte effekten stor. Til 2030 skyldes forskjellen i marginalkostnader i stor grad prisene på CO₂ og gass, mens i 2040 spiller også ulike priser på hydrogen en viktig rolle.

Alle våre tre scenario går mot økt variasjon i kraftprisene mot 2040. Likevel vil det være enorm forskjell mellom Lav og Høy. Prisvariasjonen i et scenario med lave gjennomsnittspriser kan imidlertid bli høy hvis disse er drevet av mange timer med svært lave priser, for eksempel slik Figur 9-4 illustrer.



Figur 9-3: Varighetskurve for tysk kraftpris 2030



Figur 9-4: Varighetskurve for tysk kraftpris 2040

10 Lønnsomhet i kraftverk og fleksibilitet, og økonomisk konsistens

Økonomisk konsistens er et av våre viktigste prinsipp når vi bygger våre scenario. Over tid vil markeder tendere mot en form for likevekt. I likevekt må involverte markedsaktører ha tilstrekkelig lønnsomhet for å ha incentiv til å gjennomføre nødvendige investeringer og generelt dekke de samlede kostnadene sine. En stor del av denne inntjeningen kommer gjennom deltagelse i markedet i våre scenario, men en god del kan også komme i form av subsidier, offentlige garantiordninger og langsiktige avtaler for salg av grønn strøm, f.eks. gjennom en PPA¹⁹-kontrakt.

Både for lite og for mye inntjening sammenlignet med det som anses som normal avkastning, vil utløse en respons fra andre aktører slik at ubalansen dempes. Eksempelvis vil mer vindkraft redusere lønnsomheten av ny vindkraft, men samtidig øke lønnsomheten av hydrogenproduksjon. I sum vil dette trekke markedet mot en likevekt der inntjening fra andre kilder enn kraftmarkedet er med. Over tid bestemmer denne likevekten hvor mye som blir investert i nye kraftverk, batterier, elektrolyseanlegg og så videre, se også tekstboks.

Basert på modellsimuleringer i Basis ser vi i dette kapittelet på forenklet beregnet bedriftsøkonomisk lønnsomhet for vind og solkraft, hydrogenproduksjon, batterier og topplastverk – og balansen mellom disse. Vi vurderer hvordan ulike antagelser om teknologikostnader påvirker henholdsvis lønnsomheten av hver teknologitype og hvor mye kapasitet som bygges ut. Vi undersøker også hvilken betydning omfanget av forbruksfleksibilitet har (elbiler og annet) og i hvilken grad det er behov for direkte subsidier eller indirekte støtte gjennom hydrogenprisen. I tillegg til å belyse disse punktene viser vi også hvordan dette påvirker kraftprisene. Så understreker vi at dette er basert på modellsimuleringer som alltid blir en forenkling. Dette gjelder særlig relasjonen mellom kraftmarkedet og henholdsvis hydrogen- og varmemarkedet. Våre resultater må derfor tolkes som indikasjoner og ikke endelige svar.

Markedslikevekt – en god rettesnor

Det at markeder tenderer mot en langsiktig likevekt betyr ikke at de noen gang når en perfekt likevekt. Kostnader, rammevilkår og forventinger til fremtiden endres over tid, og investeringer baseres på forventet inntjening i fremtiden.

Ulike sjokk kan gi markeder nye investeringssignaler. Økt tiltro til en ny teknologi kan bidra til at investorer oppfatter risikoen som lavere og dermed har lavere avkastningskrav. Dette ser ut til å skje for bl.a. sol- og vindkraft. Tilsvarende kan forventinger om strammere klimapolitikk i fremtiden an øke avkastningskravene for fossil energi.

Selv om markeder opplever skift og sjokk og aldri når en perfekt likevekt, er antakelsen om *en rimelig grad av markedslikevekt* en god rettesnor for å forstå hvordan fremtidens kraftsystem vil være.

Våre analyser indikerer at dersom teknologikostnadene (hydrogen, batterier, sol- vindkraft etc.) blir tilstrekkelig lave kan markedet alene gi tilstrekkelige lønnsomhet til å motivere nødvendige investeringer og opprettholde et system i rimelig balanse i 2050. Dersom teknologikostnadene blir en del høyere kan det derimot bli behov for noe støtte eller andre tiltak for å sikre tilstrekkelige investeringer for et robust kraftsystem.

En periode med rask omstilling kan være vesentlig mer krevende for markedet enn en fremtidig stabil situasjon. I en fase med behov for rask utbygging og omstilling vil usikkerheten være høyere og det kan være vanskelig å utløse det nødvendige investeringsnivået. Samtidig er mange av de nødvendige teknologiene dyrere nå enn de forventes å bli i de neste tiårene. Stor usikkerhet og høyere kostnader

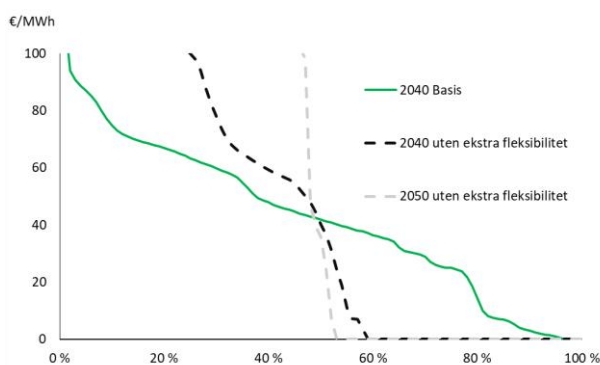
¹⁹ En PPA (Power Purchase Agreement) er en kraftkjøpskontrakt mellom produsent og forbruker av energi, som sikrer inntjeningen til en (fornybar) kraftprodusent – og innkjøpsprisen til forbrukeren. Økt sikkerhet om inntekt fra en investering vil redusere avkastningskrav/lette finansieringen og dermed fremme en positiv investeringsbeslutning.

kan svekke markedets evne til å generere tilstrekkelige investeringer. Dagens situasjon vil det derfor i mange land være behov for betydelig økonomisk støtte og tilrettelegging fra myndigheter for å nå målene for energiomstillingen. Et aktuelt eksempel er utbygging av havvind.

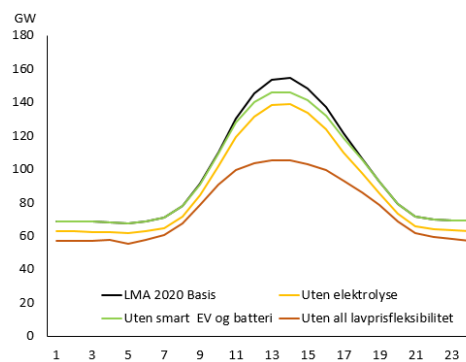
10.1 Lavprisfleksibilitet, lønnsomhet og subsidiebehov

Økt kraftforbruk gjennom elektrifisering vil i seg selv gi rom for mer utbygging av sol- og vindkraft. Men siden produksjonen er så konsentrert i tid vil etter hvert en økende andel av produksjonen gå til spille. Dermed avtar både lønnsomheten og klimaeffekten av videre utbygging. Vi ser allerede i dag denne tendensen i for eksempel Tyskland.

En rasjonell videre utbygging mot et system der nesten all produksjon kommer fra sol- og vindkraft forutsetter derfor en tilsvarende vekst i det vi kaller lavprisfleksibilitet. Med dette mener vi forbrukerfleksibilitet i form av elkjeler, hydrogenproduksjon og mye mer batterikapasitet som i sum kan utnytte og lagre overskuddsproduksjon og heve kraftprisene sånn at det blir lønnsomt å bygge mer vind- og solkraft. Mer stabile priser reduserer også risikoen, noe som demper finansieringskostnadene.



Figur 10-1: Varighetskurve for tysk kraftpris med og uten fleksibilitet i 2040 og 2050



Figur 10-2: Gjennomsnittlig fornybarproduksjon over døgnet med ulik mengde fleksibilitet

På samme måte må en kombinasjon av nye typer kraftverk, lagring og forbruksreduksjoner balansere markedet i timer der bidraget fra sol og vindkraft er lite, etter hvert som dagens kraftverk basert på kull gass og kjernekraft legges ned. Figur 10-1 illustrer virkningen av den samlede nye fleksibiliteten vi har tilført kraftsystemet til 2040 og 2050. I et hypotetisk scenario uten denne fleksibiliteten ville kraftprisen vekslet mellom null og rasjonering i så å si alle timer.

Lønnsomt å konsentrere hydrogenproduksjonen til timer med relativt lave kraftpriser

Grønt hydrogen vil kunne produseres på ulike måter, avhengig av leveringsforpliktelse og nærhet til forbruket. En produsent med en flat leveringsforpliktelse må eksempelvis velge mellom å produsere hydrogen jevnt gjennom hele året, eller å konsentrere produksjonen i timer med lavere priser og da øke elektrolysekapasiteten og investere i lager.

Mot 2050 blir det større forskjell mellom høy og lav kraftpris, noe som øker insentivene til hydrogenprodusentene for å unngå produksjon i timer med høy pris. Samtidig kommer periodene med lave

Hydrogenkostnad – flat leveringsforpliktelse

Kostnaden for levert flatt forbruk av hydrogen for en aktør avhenger av kraftprisen og investeringskostnadene over levetiden for elektrolysør og lager.

I vårt regneeksempel har vi forutsatt en flat leveranse av grønt hydrogen og en enkel produksjonsstrategi som vurderer kraftprisen to uker frem i tid, og optimerer bruken av lager gitt forutsetningene under:

Elektrolysør:	150	MW
Lagringskapasitet:	25000	MWh
Maks uttak:	100	MW
Maks injeksjon:	50	MW

Hydrogenproduksjon med lagring i saltgruve ga en hydrogenkostnad på 44 €/MWh H₂. Større lager og mer elektrolysekapasitet ville gitt lavere hydrogenkostnad.

priser jevnt gjennom året, som gjør at man kan levere jevnt med mindre lagerkapasitet, til lavere lagerkostnad. Samlet trekker dette i retning av å øke elektrolysekapasiteten, og konsentrere produksjonen til timene med lavest pris og benytte lagring.

Vår forenklete beregning viser at fordelene ved å produsere i timer med lave kraftpriser er større enn kostnaden ved å måtte investere i større elektrolysekapasitet og lager, gitt en flat leveringsforpliktelse. I vårt regneeksempel, *gitt kraftprisen i Basis i 2040*, reduseres hydrogenkostnaden fra 58 €/MWh til 44 €/MWh H₂ ved å produsere fleksibelt og benytte lagring i saltgruve, fremfor å produsere flatt gjennom hele året, gitt en flat leveringsforpliktelse. Se også tekstboks.

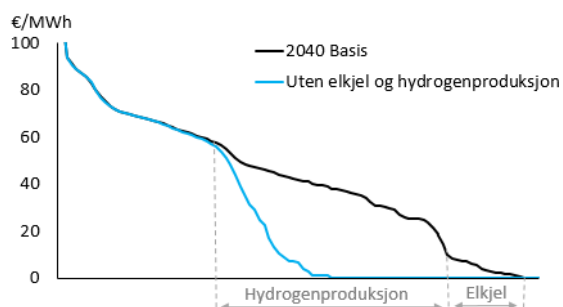
Sammenlignet med prisen på blått hydrogen gir dette også konkurransedyktig pris på grønt hydrogen.

Grønt hydrogen kan produseres til høyere og lavere kostnader enn denne beregningen viser, under andre forutsetninger. Som vi vil se i neste avsnitt er hydrogenkostnaden også et resultat av kraftprisen og av å balansere lønnsomheten til sol og vindkraft.

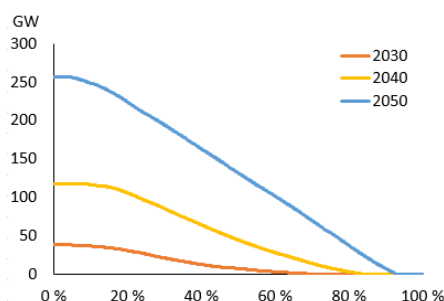
Investeringer i fornybar og hydrogen må balansere hverandre

I våre simuleringer ser vi særlig en sterk sammenheng hvor mer sol- og vindkraft øker lønnsomheten av og grønt hydrogen – og motsatt. Sammenlignet med annen lavprisfleksibilitet som elkjel, bidrar hydrogenproduksjon mest til å løfte kraftprisen og øke lønnsomheten til sol og vind, da elektrolysører kjøper kraft opp til et høyere prisnivå, som vist i Figur 10-3.

I en langsiktig likevekt må grønt hydrogen kunne produseres til en konkurransedyktig kostnad sammenlignet med blått hydrogen og kostnaden må generelt være lavere enn viljen til å betale. Samtidig må fornybarproduksjonen oppnå tilstrekkelig lønnsomhet. Økonomisk likevekt inntreffer når elektrolysekapasiteten er akkurat tilstrekkelig til å gi fornybar lønnsomhet, samtidig som hydrogenkostnaden ikke blir for høy slik at grønt hydrogen utkonkurreres av blått hydrogen, eller andre alternativer for utslippskutt.



Figur 10-3: Varighetskurve for europeisk kraftpris med og uten hydrogenproduksjon og kraftforbruk til elkjel

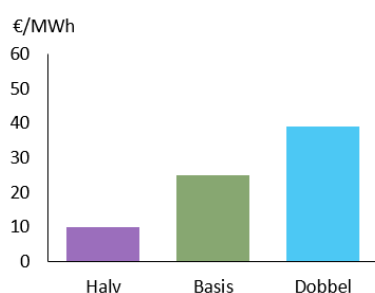


Figur 10-4: Varighetskurve for hydrogenproduksjon

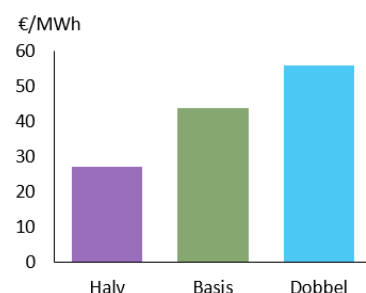
Fornybarproduksjon og grønt hydrogen er altså gjensidig avhengig av hverandre. For mye kapasitet av det ene kannibaliserer dennes lønnsomhet og gir overdreven lønnsomhet av det andre. Figur 10-7 viser hvordan en simulering med halv elektrolysekapasitet gir flere nullpriser da det er færre aktører som etterspør kraft. Figur 10-5 viser hvordan dette reduserer oppnådd kraftpris og dermed også inntjening og lønnsomhet for havvind. For de gjenværende elektrolyseaktørene i dette eksempelet er dette positivt da kostnadene for innkjøp av kraft går ned og hydrogenkostnaden²⁰ reduseres (Figur 10-6). Gitt at prisen på hydrogen ikke faller, gir dette høyere profitt til hydrogenprodusenten. Dobbel elektrolysekapasitet har motsatt effekt, nullprisene elimineres noe som øker hydrogenkostnaden, men gir økt lønnsomhet for havvind.

Figur 10-8 og Figur 10-9 viser kraftprisen og oppnådd kraftpris for de ulike fornybarteknologiene i Basis, og hva som skjer når det ikke er noe hydrogenproduksjon til å løfte kraftprisene opp fra null.

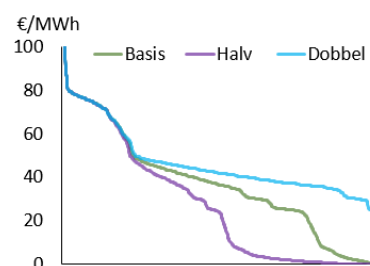
Balansen mellom de ulike aktørenes lønnsomhet er svært følsom, noe vi har sett i det iterative arbeidet med å tune inn datasettene. Endring av én parameter gir også fort endringer på andre områder som gjør at vi beveger og lenger vekk fra likevekten. Tuning av datasettene foregår manuelt og den eksakte likevekten er derfor utfordrende å finne. Basis-datasettet gir en indikasjon på denne likevekten.



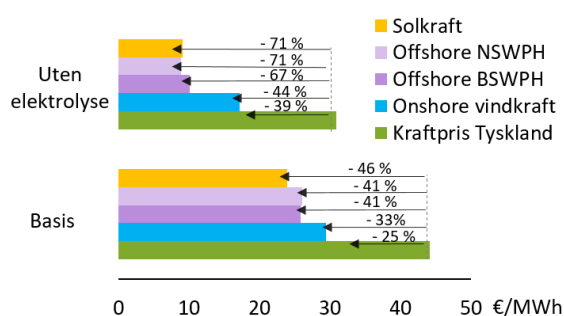
Figur 10-5: Oppnådd kraftpris for havvind på hub ved ulike elektrolysekapasiteter i 2050



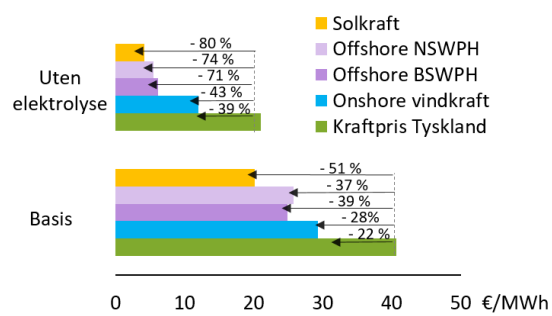
Figur 10-6: Produksjonskostnad for hydrogen, ved ulike elektrolysekapasiteter i 2050



Figur 10-7: Varighetskurve for tysk kraftpris ved ulike elektrolysekapasiteter i 2050



Figur 10-8: Tysk kraftpris og oppnådd kraftpris for ulike fornybarteknologi og kraftpris i 2040, med og uten hydrogenproduksjon



Figur 10-9: Tysk kraftpris og oppnådd kraftpris for ulike fornybarteknologi og kraftpris i 2050, med og uten hydrogenproduksjon

Likevekten mellom fornybarkapasiteten og elektrolysekapasiteten avhenger av teknologikostnadene. Lavere levetidskostnader, LCOE, for fornybar kraft gir økt inntjening for samme kraftpris. Slik vil fornybarutbyggingen drives videre, ettersom samme profitt kan oppnås også med en høyere fornybarkapasitet. Dynamikken er lignende for elektrolysører. Lavere kapitalkostnader gir lavere kostnad for å produsere hydrogen, for samme kraftpris, og insentiv til å bygge ut mer elektrolysekapasitet. Motsatt

²⁰ Gitt flat leveringsforpliktelse gjennom året og bruk av saltgruve som lagertechnologi. Se detaljer om beregningen i tekstboks på side 39.

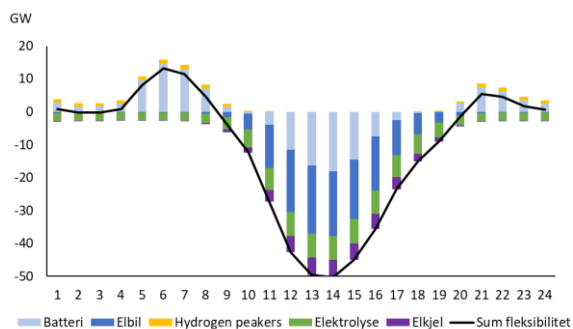
vil økte teknologikostnader gi mindre fornybarproduksjon og elektrolysekapasitet i likevekt. Fallende teknologikostnader for elektrolyse og fornybar kraftproduksjon er følgelig viktige drivere for en markedsdrevet utvikling mot nullutslipp, i tillegg til oppbyggingen av infrastruktur og et marked for hydrogen.

Store bidrag fra batterier og smart lading

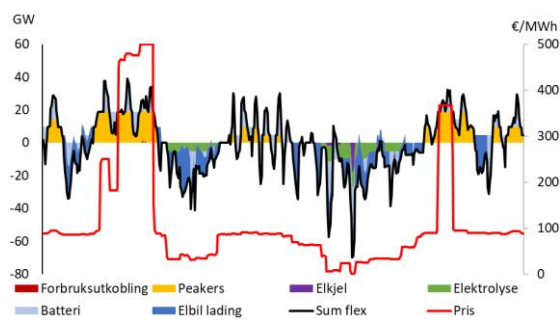
På det meste er bidraget fra fleksibel lading og batterier henholdsvis 60 og 220 GW i 2050. Dette er en stor kilde til forbruksøkning i timer med høy vind og solkraftproduksjon, i tillegg til hydrogenproduksjon og elkjel. Videre gir også økt prisrespons i alminnelig forbruk og industriforbruk et bidrag til å jevne ut kortvarige variasjoner i residualforbruket. Samlet gir disse teknologiene en enorm fleksibilitet som er helt avgjørende for inntjeningen til den fornybare kraftproduksjonen. Kapasiteten og fleksibiliteten er tilstrekkelig til at det meste av produksjonen absorberes. Figur 10-11 viser samspillet i fleksibiliteten gjennom tre uker i Tyskland, hvor batterier, smart lading, hydrogenproduksjon og elkjel bidrar til å fange opp overskuddet av fornybar, når kraftprisene er relativt lave. Og hvordan batterier og topplastverk dekker forbruker i timer med høyere priser.

Med store mengder batterier i kraftsystemet kan fornybar kraft med marginalkostnad tilnærmet lik null brukes i underskuddsperioder, istedenfor termiske kraftverk med en mye høyere marginalkostnad. Slik reduseres totalcostnaden i kraftsystemet, og kraftprisene flates ut gjennom døgnet.

Mengden batterier i kraftsystemet balanseres i henhold til samme prinsipper som for elektrolyser. Er kapasiteten for høy, eliminerer teknologien egen lønnsomhet. Mye av batterienes lønnsomhet vil være avhengig av inntjeningen i spotmarkedet. Noe inntjening kan også komme gjennom balansemarked og kapasitetsmarked. Dessuten kan batterier gi sparte kostnader i distribusjonsnettet og økt forsyningssikkerhet for forbrukerne. Dette vil styrke lønnsomheten av batterier og liknende energilager. Vi forutsetter følgelig en svakt negativ inntjening²¹ i spotmarkedet, ca. -5 % i internrente, da batterier også har andre kilder til inntjening.



Figur 10-10: Gjenomsnittlig bidrag fra tysk fleksibilitet gjennom døgnet på sommeren i Basis 2040

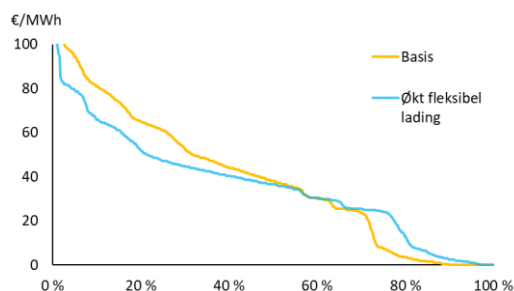


Figur 10-11: Bidrag fra tysk fleksibilitet over tre uker rundt de høyeste kraftprisene i Basis 2040

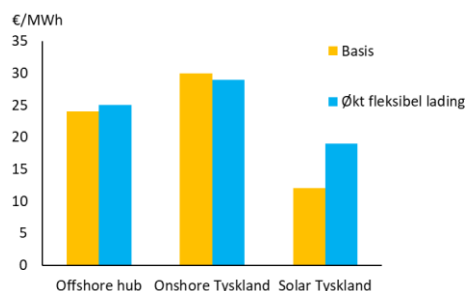
Fleksibel lading er i motsetning til batteriene en "gratis" ressurs i kraftmarkedet, anskaffet av samfunnet og forbrukere med andre primærmål enn å yte fleksibilitet i kraftsystemet. Vi ser imidlertid at denne fleksibiliteten er svært viktig for å holde systemkostnadene lave. I en sensitivitet hvor ladingen av elektrisk transport ble gjort fire ganger mer fleksibel i 2050, ble snittet av kraftprisen i Tyskland redusert med 4 €/MWh. Det blir også tydelig når vi ser på varighetskurven for tysk kraftpris i Figur 10-12. Mer fleksibel lading hever kraftprisen i timene hvor kraftprisen i utgangspunktet var lav, og senker den i timene med høyere kraftpris, som gir en mindre volatil kraftpris samlet. Dette bidrar

²¹ Modellen beregner inntjening, her definert som inntektene minus driftskostnader.

også til å minske subsidiebehovet i kraftsystemet, som vi ser i Figur 10-13. En firedobling av mengden fleksibel lading, sammenlignet med Basis, ga en forbedring på inntjeningen til solkraft og havvind på hhv 8 €/MWh og 2 €/MWh.



Figur 10-12: Varighetskurve for tyske kraftpriser i 2050 i basis og med firedoblet fleksibel lading



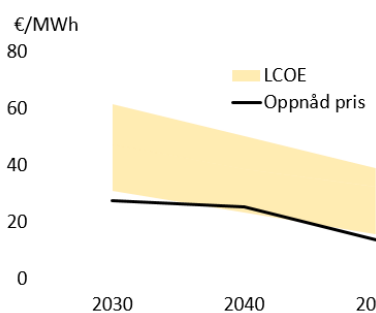
Figur 10-13: Inntjening til RES i 2050 i basis og med firedoblet fleksibel lading

Mengden fleksibel lading er derfor sentralt for subsidiebehovet til fornybar. Våre forutsetninger i Basis bygger på at 20 % av elbilparken i EU kan yte fleksibilitet. Dersom potensialet blir større enn dette, vil lønnsomheten til fornybar øke og subsidiebehovet reduseres. Dersom potensialet er mindre enn vi forutsetter i Basis, vil subsidiebehovet for fornybar øke.

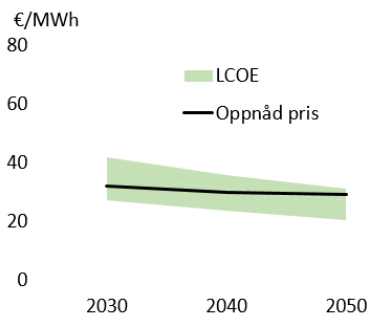
Subsidier og garantiordninger for fornybar – videre behov avhenger av teknologiutvikling

Vi legger til grunn fall i levetidskostnaden for fornybar, LCOE, gjennom hele perioden. Samtidig faller den oppnådde kraftprisen for de ulike fornybarteknologiene som følge av de store mengdene ny fornybar kraft som kommer inn i kraftsystemet, kalt kannibaliseringseffekten.

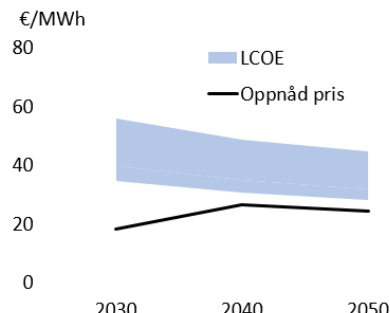
Landvind kan bygges ut subsidiefritt men volumet som bygges ut er begrenset av arealrestriksjoner. Det gjør også kannibaliseringseffekten mindre, som er sentralt for den oppnådde lønnsomheten.



Figur 10-14: Utfallsrom for LCOE og oppnådd kraftpris for solkraft i Tyskland



Figur 10-15: Utfallsrom for LCOE og oppnådd kraftpris for landvind i Tyskland



Figur 10-16: Utfallsrom for LCOE og oppnådd kraftpris for havvind på hub i Nordsjøen

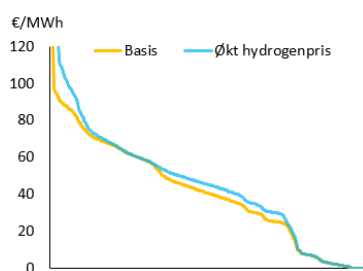
Med vår enkle sammenligning av oppnådd pris i Basis og LCOE er ikke solkraft i den skalaen vi har forutsatt fullt ut lønnsomt basert på inntekter fra spotmarkedet alene. Her vil imidlertid forskjeller i solforhold og kraftpriser mellom ulike land og regioner gjøre bildet mer nyansert. Og gitt at teknologikostnadene faller til den lave delen av utfallsrommet, vil subsidiebehovet være relativt lite.

For havvind er veien til lønnsomhet litt lenger enn for solkraft. Det meste som skal bygges ut i Europa vil bygges ut i Nord- og Østersjøen, noe som øker kannibaliseringseffekten. Fra 2030 forutsetter vi at utbyggingen primært vil foregå på vindhub'er sentralt plassert i de respektive havområdene, noe som

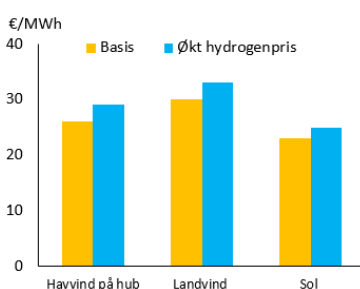
øker kannibaliseringseffekten ytterligere. Den oppnådde kraftprisen på hub'ene øker mot 2040 som følge av hydrogenproduksjon også lokaliseres på hub'en. Det minsker subsidiebehovet.

Det er mange tiltak som kan bidra mot en mer subsidiefri utvikling av fornybar kraft. Vi har allerede sett hvordan mer fleksibilitet i lading av elektrisk transport kan heve den oppnådde kraftprisen for fornybar, uten at systemkostnaden øker. Subsidier trenger heller ikke å forstås som statlige subsidier over skatteseddelen. Den siste tiden har (grønne) PPA'er blitt en stadig viktigere finansieringskilde for fornybare prosjekt. Et selskap som ønsker tilgang på fornybar kraft sikrer utbyggingen av nye fornybarprosjekt, gjennom langsiktige priskontrakter. Her kan det være et tillegg på kraftprisen som sikrer at kunden får tilgang på produksjon som fornybar.

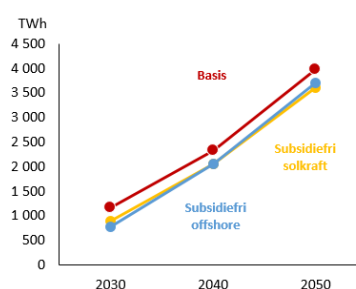
Kostnaden på hydrogen er et sentralt element i vår modellering, som også har påvirkning på inntjeningen til fornybar kraft. Dersom kostnaden på blått hydrogen blir høyere enn forutsatt i Basis, påvirker det både hvordan grønt hydrogen produseres og inntjeningen til fornybar, som i figur 10-17 og figur 10-18. Ved en høyere hydrogenpris på blått hydrogen vil produsenter av grønt hydrogen kunne produsere hydrogen til en høyere kostnad og likevel være konkurransedyktige. Kraftprisen produsenter av grønt hydrogen produserer opp til vil være høyere, og brukstiden blir høyere. For fornybarproduksjonen har det to virkninger, det hever kraftprisen til et høyere nivå, samtidig som det øker antallet timer med priser høyere enn null, som begge øker inntjeningen.



Figur 10-17: Varighetskurve for tyske kraftpriser i 2040 i Basis og med hydrogen til 55€/MWh H₂



Figur 10-18: Inntjening til RES i 2040 i Basis og med hydrogen til 55€/MWh H₂



Figur 10-19: Sol og vindkraftproduksjon i Basis og subsidiefri produksjon

Videre ser vi i våre simuleringer at den voldsomme utbyggingstakten som må opprettholdes for å nå nullutslipp, også er en viktig trussel mot subsidiefri utvikling av fornybar kraft. Som vist i Figur 10-19 ser vi at dersom utbyggingen går litt saktere enn det vi har forutsatt i Basis vil utbyggingen kunne skje uten subsidier. Da vil imidlertid lønnsomheten av hydrogenproduksjonen gå ned. Og akkurat hvordan dette balanseres er vanskelig å estimere.

10.2 Topplastverk krever tilstrekkelig antall timer hvor fleksibelt forbruk setter prisen

Vi legger til grunn at bruk av hydrogen og biogass som drivstoff i kraftverk og brenselceller også bidrar til å løse utfordringen med periodevis lite vind og solkraft i Europa samlet sett, når fossile kraftverk er faset ut. Lav virkningsgrad gjør disse topplastverkene relativt dyre i drift, dyrere enn de termiske kraftverkene de erstatter. Det fremstår likevel rasjonelt da det er få andre alternativ til utslippsfri, regulerbar kraftproduksjon, og at brukstiden er lav.

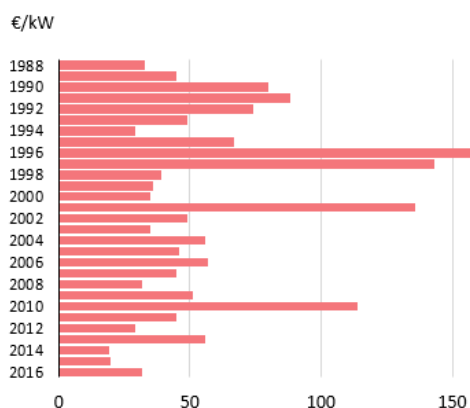
Mot 2030 og 2040 reduseres brukstiden til fossile, termiske kraftverk som følge av en økende andel sol og vind. Som følge av lav inntjening og dårlige fremtidsutsikter, legger vi til grunn at en del fossile kraftverk fases ut før levetiden i land med høy fornybarproduksjon. Dette øker stramheten i markedet

og gir økt inntjening til de resterende kraftverkene. Samtidig skaper økt stramhet insentiv til å investere i ny, regulerbar produksjon, på hydrogen og biogass.

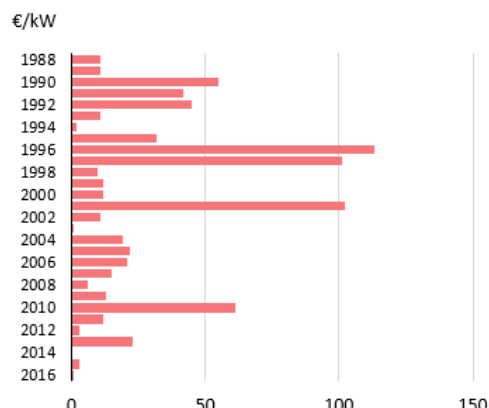
Når hydrogen- og biogasskraftverk kommer inn i markedet øker inntjeningen til de fossile kraftverkene med lavere marginalkostnad. Dette fordi disse toppplastverkene har høyere marginalkostnad og setter kraftprisen på en høyere prisnivå. Det gir profitt til de fossile kraftverkene i timene toppplastverkene er prissettende. I 2040 får derfor CCGT-kraftverkene høyere inntjening enn hydrogen- og biogasskraftverk, som vi ser av Figur 10-20 og Figur 10-21.

Topplastverkene er avhengig av å tjene mye i noen få timer som oppstår sjelden. Dette ser vi av Figur 10-21, da inntjeningen kommer sjelden og er konsentrert i noen få værår. I praksis innebærer dette at forbruk med høyere betalingsvilje må sette prisen i nok timer for at inntjeningen skal dekke investeringskostnadene. Samtidig er det liten politisk aksept for høye kraftpriser.

Vi forutsetter at toppplastverk, i likhet med batterier, har inntjening utenfor spotmarkedet, gjennom eksempelvis balansemarkedet eller kapasitetsmarkedet/strategiske reserver. Følgelig legger vi til grunn at toppplastverkene kan overleve på noe negativ inntjening i spotmarkedet, med rundt -5 % i internrente.



Figur 10-20: Inntjening for et CCGT-kraftverk i Tyskland for ulike værår i 2040



Figur 10-21: Inntjening for et toppplastverk på hydrogen i Tyskland for ulike værår i 2040

Marginalkostnaden til kraftverk på hydrogen avhenger av teknologikostnaden og prisen på hydrogen. Økte kostnader reduserer profitten for samme kraftpris.

Del III

Det nordiske kraftmarkedet

I denne delen presenterer vi våre forutsetninger og analyser av norske og nordiske markedet. Utviklingen vi har beskrevet for det europeiske markedet tidligere har store konsekvenser for utviklingen i Norden. I denne delen forklarer vi blant annet trendene som ligger bak våre prognoser og forutsetninger. Et viktig premiss for norsk nettutvikling er en stadig større andel uregulerbar produksjon, spesielt vindkraft. Utfasing av hele eller store deler av svensk kjernekraft de neste 30 årene får betydelig konsekvenser i det nordiske markedet.

11 Utviklingstrekk og forutsetninger for Norge og Norden

Alle de nordiske landene støtter de europeiske målsetningene om netto null utslipp i 2050. Sverige, Finland og Danmark var med å vedta Green Deal, og har i tillegg tydelige nasjonale mål om en utslippsfri energi- og kraftsektor. Norge er også knyttet til EUs klimapolitikk. Som ellers i Europa gir klimamålene økt kraftforbruk som følge av elektrifisering, mye mer vindkraft og en del solkraft.

I vårt basisscenario øker forbruket i de nordiske landene med 40 % til 2040. Dette utligner mye av produksjonsveksten og vi venter derfor et relativt moderat kraftoverskudd med en topp rundt 2025. Mer uregulert produksjon og mindre termisk kraftproduksjon, herunder mindre kjernekraft, gir større svingninger i den løpende effektbalansen. I våre modellsimuleringer håndteres svingningene greit, men det kan bli behov for å bygge kraftverk som går på hydrogen også i Norden for å dekke forbruket i perioder med lite vind og solkraft.

I basisprognosen for Norge øker forbruket til 180-190 TWh²² i 2040–50, drevet både av elektrifisering, industrivekst og nye datasentre. Dette dekkes opp av en kombinasjon av landbasert vindkraft, havvind, solkraft og vannkraft. Vi forutsetter her at Norge beholder en svakt positiv energibalanse i et normalår gjennom hele analyseperioden.

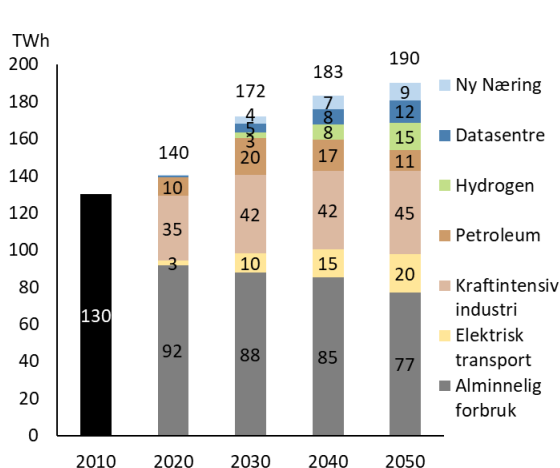
Prognosene for forbruk og produksjon i Norge strekker seg til 2050. I resten av Norden har vi prognoser til 2040 og en skisse til videre vekst i forbruket til 2050. Vi har ikke modellert 2050 på nordisk side men drøfter utviklingen i lys av 2050 målene og simulerer det nordiske området med prisrekker fra det kontinentale 2050-datasettet.

11.1 Norge - forbruksvekst drevet av elektrifisering og ny industri

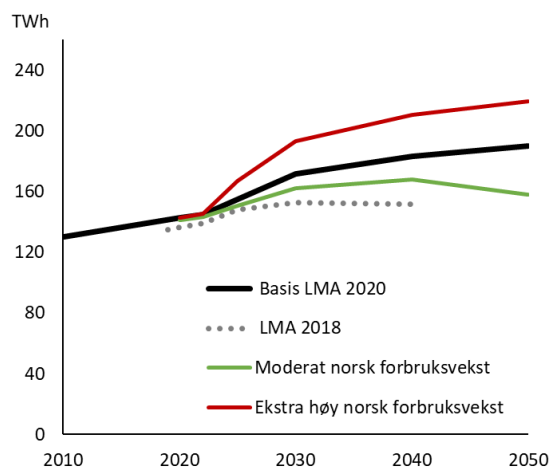
Økning til 180-190 TWh i Basis – betydelig utfallsrom

I Norge forventer vi at forbruket øker. I vår nye basisprognose har vi en samlet vekst fra dagens nivå på litt over 140 TWh til ca. 185 TWh i 2040. Veksten er vesentlig større enn i vår forrige analyse. En viktig årsak til det er en sterkere trend og mer tydelige planer for elektrifisering av transport og industri. Her er også mer forpliktende europeisk klimapolitikk og målsetningen om netto nullutslipp i 2050 viktig. Den andre hovedårsaken til at vi oppjusterer basisprognosen er mer konkrete og omfattende planer om økt forbruk fra industri, datasentre og ny næring. Forbrukskategorien "ny næring" er knyttet til fiskeoppdrett, næringsparker og annet næringsforbruk. I tillegg har vi også lagt til grunn en del hydrogenproduksjon via elektrolyse for å dekke deler av det norske behovet for hydrogen til utslippskutt i sektorer der direkte elektrifisering ikke er mulig.

²² I rapporten "Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm" fra 2019 skisserte vi en mulig forbruksvekst på opp mot 80 TWh hvis hele dagens fossile energibruk blir elektrifisert direkte og indirekte via hydrogen og lignende. I prognosen vi presenterer her har vi en mer realistisk fordeling mellom elektrifisering og andre tiltak for å nå null utslipp. I tillegg tar vi inn endringer i energietterspørselen.



Figur 11-1: Basisprognose for norsk forbruksutvikling



Figur 11-2: Alternative scenarier for norsk forbruk

Det foreligger mange planer om mer kraftforbruk i Norge, og om vi bare legger sammen alt får vi et urealistisk høyt volum. I vår basisprognose legger vi derfor til grunn at langt fra alle planer vil bli realisert. I tillegg forventer vi at begrensninger for ytterligere utbygging av vindkraft på land er med å dempe de mer prissensitive delene av forbruksveksten.

Selv om vi er sikre på at det vil bli en betydelig økning i forbruket, er tempo og volum usikkert. Vi har derfor laget to alternative forbruksscenarier for å få frem et utfallsrom. I "Ekstra høy" er det høyere vekst innen petroleumsforbruk, industri, datasentre og hydrogenproduksjon via elektrolyse. Alminnelig forbruk har vi beholdt på tilsvarende nivå som i vår basisprognose. Kraftforbruket i dette scenarioet vokser med ca. 80 TWh fra i dag og mye av forbruket har lang brukstid med et høyt årlig energibruk. I "Moderat" har vi antatt at færre petroleumsinstallasjoner blir elektrifisert og at forbruk knyttet til petroleumsaktivitet faller raskere utover i tid. Kombinert med mer energieffektivisering i bygg gir dette en lavere vekst og etter 2040 antar vi i denne scenarioet en svak nedgang i forbruket, på tross av vekst fra datasentre og nytt næringsforbruk.

Elforbruket i bygg holder seg relativt stabilt

Bygg står for rundt halvparten av det norske kraftforbruket og vil trolig fortsette å gjøre det i flere år framover. Frem mot 2040 trekker viktige faktorer byggforbruket i ulike retninger. På den ene siden gir nybygging og renovering mer energieffektivitet gjennom strengere TEK-krav. På den andre siden viser SSBs befolkningsframskrivninger en moderat befolkningsvekst hvor veksten skjer i de større byene. Basert på vår forbruksprognosemodell²³ forventer vi i Basis at disse to hovedfaktorene balanserer hverandre, og at norsk forbruk fra boliger (unntatt elbiler) holder seg flatt på rundt 40 TWh årlig. Når det gjelder øvrig alminnelig forbruk forventer vi en svak nedgang i Norge frem til 2040.

På lengre sikt øker utfallsrommet gitt av befolkningsveksten og oppvarmingsteknologier. Trenden mener vi derimot er tydelig ved at byggforbruket sakte, men sikkert vil bli lavere mot slutten av analyseperioden. Det tar tid før hele bygningsmassen er oppgradert til nyere og energieffektive standarder

²³ LeoPard-modellen er utviklet av Optimeering og Statnett, og gir detaljerte kommunevise forbruksprognoser

Elektrifisering av transport gir betydelig og rimelig sikker forbruksvekst

Det blir stadig tydeligere at vi går mot en omfattende elektrifisering av transportsektoren. I 2019 var over 50 % av nybilsalget elbiler og plug-in-hybrid i Norge, og Stortinget har vedtatt et mål om 100 % andel fra 2025. I Basis antar vi at andelen elbiler av den totale bilbestanden øker til 90 % i 2040.

Norge ligger også langt framme innen bruk av andre elektriske kjøretøy, som ferger, varebiler og busser. Innen 2025 har vi antatt at mesteparten av fergetrafikken i Norge er utslippsfri, enten som helelektrisk eller med hybridteknologi. I tillegg antar vi at en andel av de mindre lastebilene og mye av bussflåten vil være elektrisk til 2030. Vi ser også for oss at enkelte større skip vil bli elektrifisert i samme tidsrom, selv om det her mest sannsynlig vil være mer bruk av hydrogen (ammoniakk) som energibærer. I 2040 kan tilnærmet all privat og kollektiv transport i Norden være utslippsfri og elektrisk, trolig med unntak av flytransport.

I Basis gir dette et samlet kraftforbruk på 15 TWh i transportsektoren i Norge i 2040. Det er 5 TWh mer enn vi antok i LMA 2018. Selv om det er en viss usikkerhet er trenden tydelig og vi har derfor beholdt dette likt i våre alle tre scenarioer.

Usikker forbruksvekst i KII, nye næringer, datasentra og ved elektrifisering av petroleumssektoren

Vekst innenfor industri, datasentre og hydrogenproduksjon bidrar mest til økt kraftforbruk fremover. Av den samlede veksten i Basis på 43 TWh frem til 2040, utgjør veksten i disse kategoriene ca. 35 TWh. Samtidig er det her usikkerheten er størst. Og i våre alternative scenarioer varierer det samlede industriforbruket i 2040 fra ca. 70 TWh i Moderat til ca. 110 TWh i Ekstra høy.

Den kraftintensive industrien i Norge er i vekst, og det er blant annet flere planer om å etablere store batterifabrikker i Norge. I vårt basisscenario har vi en økning på 6,5 TWh til 2040. Forbruk til treforedling, som inngår i kraftintensiv industri, antar vi vil holde seg stabilt. I tillegg har vi lagt til grunn en vekst i forbrukskategorien “ny næring” på mellom 5 – 10 TWh mot 2040.

Det er i dag en rekke planer om elektrifisering av olje og gassinstallasjoner. Hvor mye av dette som kommer er usikkert. I vår basisprognose har vi lagt til grunn en vekst på 10,5 TWh til 2030, hvilket innebærer en dobling fra dagens nivå på 9,5 TWh. Dette er mye, men lavere enn det fulle potensialet. Etter 2030 forutsetter vi tilbakegang i forbruket knyttet til petroleum i Basis. Flere eksisterende felt vil i 2030 være på slutten av sin forventede levetid og trolig vil dette samlet sett gi en nedgang i kraftforbruket. Petroleumsforbruket i 2050 vil være knyttet til at olje og gass fortsatt blir etterspurt som innsatsfaktor i industri (plastproduksjon, etc.) og til produksjon av blått hydrogen, som er forbundet med lave CO₂ utslipp. Omstillingen til nullutslipp i det europeiske energisystemet vil få betydning for aktiviteten på sokkelen og kan gi en raskere nedgang. I Ekstra høy har vi antatt at tilnærmet alle eksisterende og planlagte oljer og gassinstallasjoner blir elektrifisert. Dette gir en vekst på hele 15 TWh fra i dag til 2030. Deretter antar vi at forbruket holder seg til 2040 før det faller til 15 TWh i 2050. I Moderat vil færre installasjoner bli elektrifisert, og vi antar full utfasing av petroleumsvirksomheten til 2050. I dette scenarioet er petroleumsforbruket 15 TWh i 2030.

Forbruk til datasentre er en av de mest usikre kategoriene. I vår basisprognose har vi lagt til grunn en vekst på ca. 8 TWh til 2040, opp fra dagens forbruk på rundt 0,5 TWh. Dette innebærer imidlertid bare ett stort senter. I Ekstra høy har vi derfor lagt på til 15 TWh til 2040, men kraftforbruket kan også bli enda høyere enn dette da summen av innmeldte planer er større.

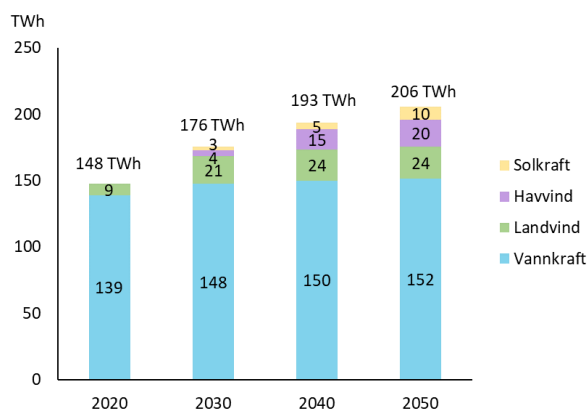
For at Norge skal kunne kutte utslipp innen kategorier der direkte elektrifisering ikke strekker til, vil det være behov for hydrogen fra elektrolyse eller reformering av gass med karbonlagring. I vår basisprognose har vi lagt til grunn en vekst på 8 TWh kraftforbruk til elektrolyse i 2040 og 15 TWh til

2050. Dette dekker deler av behovet for utslippsfri hydrogen i Norge, sånn vi skisserte det i vår elektrifiseringsrapport fra 2018²⁴. I Ekstra høy er forbruket til hydrogenproduksjon på hele 20 TWh i 2040, mens vi i Moderat antar lite forbruk til denne typen aktivitet. Som for resten av Europa forventer vi at produksjonen av hydrogen har mer fleksibel kraftetterspørsel enn mye annet industriforbruk, og at elektrolysen stoppes ved høye kraftpriser.

11.2 Norge – produksjonsvekst i takt med forbruket – moderat positiv energibalanse

I Norge er det for tiden mye landbasert vindkraft under utbygging. I tillegg er det også endel ny vannkraft på vei, og vi har per nå et overskudd på energibalansen i et normalår på rundt 10 TWh. Med en forbruksvekst tilsvarende den vi har i Basis vil det imidlertid være behov for ytterligere produksjonsvekst om det ikke skal bli underskudd på energibalansen allerede når vi nærmer oss 2030. Det er ikke noe uttalt politisk mål at Norge skal ha positiv energibalanse i et normalår og det er uproblematisk å ha en viss nettoimport. Vi anser det likevel som realistisk, både økonomisk og politisk, at produksjonen øker i omtrent samme takt som forbruket.

Hvis vi ser bort fra naturinngrep vil de billigste alternativene være å dekke det meste av det økende kraftbehovet med videre utbygging av landbasert vindkraft og gjennom opprustning og utvidelse av vannkraft. I vår oppdaterte analyse er vindkraft på land fortsatt bedriftsøkonomisk lønnsomt uten subsidier. I lys av økt motstand mot vindkraft på land, og de siste to årenes politiske prosesser på området, ligger det imidlertid an til å bli en mer restriktiv utbygging av landbasert vindkraft. I Basis har vi derfor lagt til grunn mye lavere vekst etter at det som nå er under bygging er satt i drift. Kun en mindre andel av prosjektene som allerede har konsesjon er lagt inn. Hvor mye vindkraft som vil bli bygget etter hvert er naturlig nok usikkert, men det virker per nå lite sannsynlig med en storskala utbygging av vindkraft på land i Norge. På den andre siden gir en mer restriktiv utbygging bedre lønnsomhet, noe som peker i retning av at det kan komme nye prosjekter i mindre konfliktfylte områder.



Figur 11-3: Norsk kraftproduksjon i et normalår fra vår basisprognose

I Basis legger vi til grunn en vekst i vannkraftproduksjonen på 12 TWh frem til 2040. Av dette er 5 TWh økt tilsig som følge av klimaendringer mens resten er antatt å komme gjennom opprustning og utvidelse samt en del småkraft²⁵. Hvor stort det økonomiske og tekniske potensialet er for økt vannkraftproduksjon er usikkert og det kan bli mer enn vi har antatt i Basis. NVE kom nylig med en

²⁴ Statnett (2019) *Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm*

²⁵ Vi har lagt til grunn NVEs anslag i *Analyse og framskrivinger av kraftproduksjon i Norden til 2040* (2019).

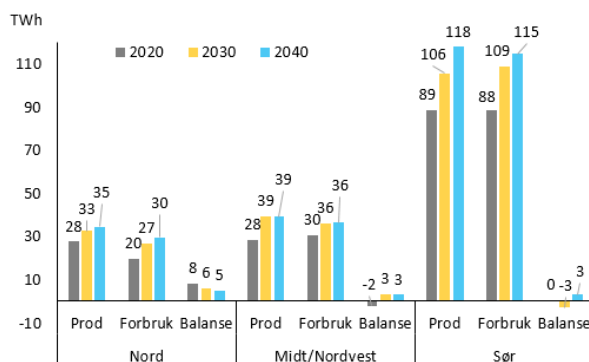
oppjustering i sine anslag for videre utbygging, og med høyere CO₂-priser kan noe av dette være lønnsomt uten subsidier.

Vi forutsetter at det etter hvert blir vanlig å legge solcellepanel på tak i Norge. I sum gir dette et positivt bidrag på energibalansen, men siden produksjonen først og fremst kommer i sommerhalvåret bidrar det også til økt nettoeksport.

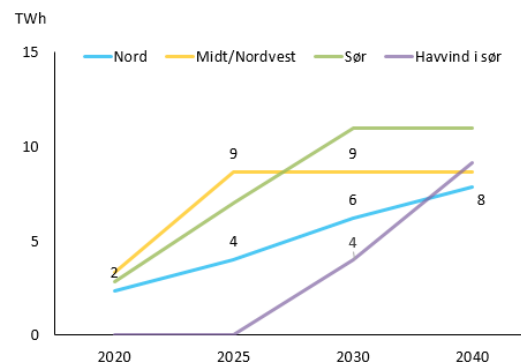
Havvind er som tidligere nevnt ikke lønnsomt per i dag og med dagens norske kraftpriser vil subsidiebehovet vært betydelig. Imidlertid er teknologien under utvikling, og 12 juni i år åpnet regjeringen to egnede områder for havvind, Utsira Nord utenfor Vestlandet og Sørlege Nordsjø II. Vi forventer utbygging av havvind fra 2030 og utover i analyseperioden, og legger til grunn 4 TWh havvind i 2030 og 15 TWh i 2040.

Den norske energibalansen er i dag rundt 6 TWh i et normalår, og mot 2030 holder den seg på dette nivået i Basis. Til 2040 øker kraftoverskuddet til rundt 10 TWh grunnet mer havvind og noe lavere forbruksvekst. På regionalt nivå minker kraftoverskuddet i Nord-Norge i Basis mot 2040 på grunn av høy forbruksvekst. Nedgangen blir kompensert av mer produksjon, men ikke fullt ut. I Sør-Norge vil veksten innen havvind og annen produksjon bidra til en positiv balanse, selv om vi forventer en kraftig forbruksvekst på i overkant av 25 TWh. Samlet sett bidrar nedgangen i balansen i Nord-Norge og en positiv balanse i Sør-Norge til at prisforskjellen mellom landsdelene blir mindre og kraftprisene i regionene blir mer like enn i dag, som ser nærmere på i kapittel 14.

Vindkraften som er under bygging er spredt rundt om i landet, men samlet forventer vi mest utbygging i Sør-Norge til 2030. Nord-Norge har også noe vekst etter 2025. Det er viktig å påpeke at vi har lagt til grunn begrensede mengder ny landbasert vindkraft utover det som allerede er under bygging, og at det er stor usikkerhet i valg av lokasjon og om det blir realisert.



Figur 11-4: Produksjon, forbruk og energibalanse i norske regioner



Figur 11-5: Vindkraftproduksjon i norske regioner

11.3 Norge - økt kapasitet for overføring både internt og til resten av Europa

Vi er inne i en periode der det blir gjennomført mange store nettinvesteringer både internt i Norge, ut av Norge og ellers i Norden. Utover i analyseperioden vil sannsynligvis flere prosjekter som ikke er under planlegging per i dag være aktuelle. Vi er imidlertid konservative med å legge inn nye prosjekter i forutsetningene våre. En årsak er at vi bruker datasettene til å analysere behov for nettkapasitet, og vi ønsker derfor ikke å ta med umodne prosjekter som øker kapasiteten. Med noen få unntak tar vi kun med prosjekter som er under utbygging eller har kommet langt i planleggingen. Internt i Norge har vi med følgende prosjekter:

Ferdig siden forrige LMA:

- Indre Oslofjord (2019)
- Mongstad – Modalen (2019)
- Namsos - Åfjord (2019)
- Snilldal – Surna (2019)
- Arendal – Honna (2019)
- Honna – Fjotland – Solholm (2019)
- Saudal – Ertsmyra (2019)
- Ertsmyra –Fjotland (2019)
- Balsfjord - Reisadalen

Til 2022:

- Vestre Korridor (2020-2022)
Flere prosjekter fra Sauda og sørover
- Mauranger – Blåfalli
Temperaturoppgradering
- Balsfjord Reisadalen– Skaidi (2022)

Til 2025:

- Aurland – Sogndal (2023)
- Haugalandet/SKL-ringen
- Kvandal - Kanstadbotn
- Lyse – Fagrafjell
- Skaidi - Hammerfest

Til 2030:

- Åfjord/Storheia – Snilldal (2028)
- Sogndal – Modalen oppgradert til 420 KV
- Klæbu-Aura/Viklandet (2028)
- Skaidi – Adamselv (2026)
- Adamselv – Varangerbotn
- Nettplass Stor-Oslo
Flere prosjekter rundt Oslo
- Finnmark – Finland – styrbar kapasitet

Prosjektene nevnt over blir i hovedsak gjennomført for å sikre høy utvekslingskapasitet på mellomlandsforbindelser og sørge for økt forsyningssikkerhet i flere regioner. I tillegg legger de til rette for å tilknytte mer forbruk og produksjon og sikre et velfungerende kraftsystem.

Kapasiteten ut av Norge vokser de nærmeste årene. Prosjektene NordLink og NSL gir hver 1400 MW i installert kapasitet, henholdsvis til Tyskland og Storbritannia. Skagerrakforbindelsene 1 og 2 vil nå sin forventede tekniske levetid i løpet av det kommende tiåret. Skagerrak 3 vil også nå sin antatte tekniske levetid i løpet av vår analyseperiode. Det er per nå ikke tatt noen beslutning om reinvesteringer. I Basis har vi lagt til grunn at SK12 går ut til 2030 uten reinvestering. I resten av analyseperioden beholder vi kapasiteten lik summen av SK3 og 4. Videre legger vi ikke til grunn tilknytning mellom vindkraftanlegget i området Sørlege Nordsjø og sørover til andre havvindparker eller kontinentet. Vindkraften på norsk sokkel er kun forbundet med Norge.

Det er mulig at kapasiteten ut av Sør-Norge kan bli høyere enn det vi legger til grunn i Basis, men siden dette krever større investeringer velger vi å utelate dette fra vårt basisscenario.

11.4 Norden – høyere forbruksvekst og stadig større andel vindkraft

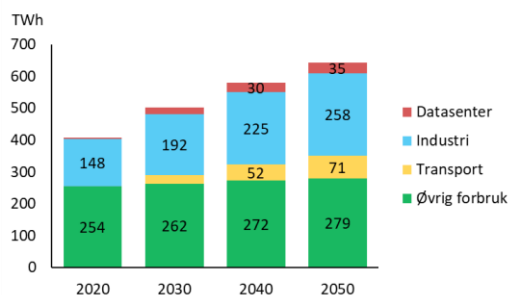
Forbruket øker med i overkant av 40 % på nordisk nivå til 2040 – kan bli høyere

Vi forventer at det nordiske kraftforbruket vokser med i overkant av 40 % til 2040. Dette er omtrent det dobbelte av hva vi hadde av forbruksvekst i LMA 18. Veksten kommer mest av elektrifisering av større industriforbruk som også inkluderer hydrogenproduksjon med elektrolyse, økt forbruk til olje- og gassinstallasjoner og tradisjonelt industriforbruk. I tillegg forventer vi flere nye datasentre og mer elektrisk transport. Det vil trolig også komme noe vekst fra økt bruk av kraft til varme, blant annet i fjernvarmeanlegg. Energieffektivisering iblant annet bygg reduserer forbruket og demper forbruksveksten. På lang sikt er forbruksnivået usikkert, men skal Norden gå mot et utslippsfritt kraft- og energisystem vil kraftforbruket øke betraktelig fra i dag.

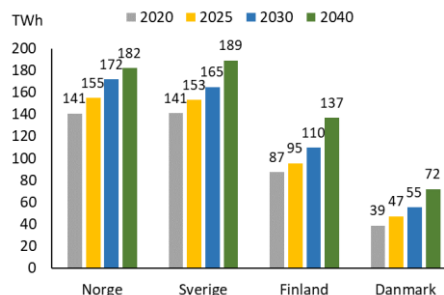
Frem til 2030 er det industrien og transportforbruket som vokser mest i Norden. Etter 2030 avtar veksten i industriforbruket noe, blant annet på grunn av lavere industrivekst i Norge i denne perioden,

men samlet sett er veksten rimelig høy med i overkant av 30 TWh i perioden fra 2030 – 2040. Det nordiske transportforbruket vokser med litt over 50 TWh fra i dag til 2040.

I Figur 11-6 ser vi også et estimat for det samlede nordiske forbruket i 2050. Dette er kun tentative verdier basert på innspill fra andre nordiske TSOer, da vi ikke har modellert 2050 på nordisk side. Vi ser likevel samme trend med økende kraftforbruk også etter 2040, og det er hovedsakelig industrien og transport som bidrar til veksten.



Figur 11-6: Utvikling i nordisk kraftforbruk.



Figur 11-7: Nordisk kraftforbruk fordelt på land

Datasentre vil sannsynligvis etablere seg i hele Norden. I Sverige og Danmark er allerede store aktører godt etablert. Vi har lagt til grunn en vekst på i overkant av 25 TWh frem til 2040 med et samlet volum på 30 TWh. Veksten er noenlunde jevnt fordelt mellom de nordiske landene i våre prognoser.

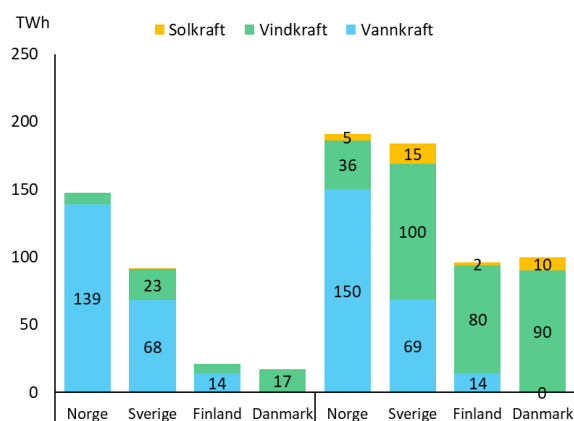
På nordisk nivå er det noe vekst i byggforbruk ved økt bruk av varmepumpe når disse erstatter andre energikilder. Det er spesielt Finland og Danmark det forventes noe vekst innen alminnelig forbruk mot slutten av analyseperioden. I Sverige er utviklingen i byggforbruket mer stabil.

Datagrunnlaget for prognosene i Sverige, Finland og Danmark er basert på TSOene sine egne respektive prognoser og fra Nordisk Nettutviklingsplan 2019. Vi har kun gjort enkelte mindre justeringer av dataunderlaget. Vi vil påpeke at prognosene er usikre og at TSOene jobber nå med oppdateringer av datagrunnlag og analyseforutsetninger - eksempelvis er Svenska Kraftnät nå i gang med å oppdatere sin langsiktige markedsanalyse som skal være ferdig våren 2021.

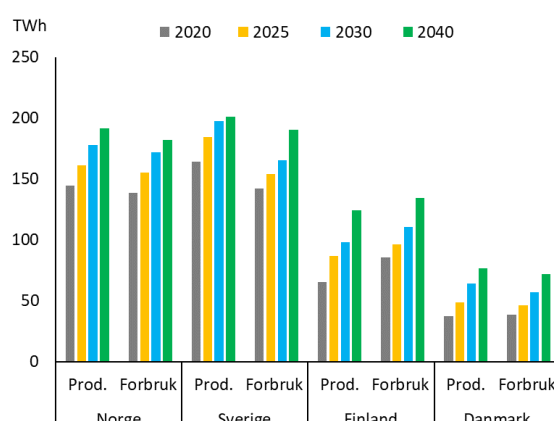
Norden – vindkraft dominerer og havvind øker på fra 2030

Vi forventer økende fornybar kraftproduksjon i alle de nordiske landene fremover, i hovedsak i form av vindkraft. Samlet sett forventer vi en vekst på 275 TWh vindkraft i Norden til 2040, hvorav i overkant av 80 TWh er havvind. I tillegg forventer vi en økning på 12 TWh vannkraft og ca. 30 TWh solkraft. Veksten i samlet nordisk kraftproduksjon er tilnærmet lik den nordiske forbruksveksten i Basis.

Vi forventer moderate mengder solkraft i Norden før 2030, selv om solparker og solceller på hustak mest sannsynlig vil bli vanligere enn i dag. Fra 2030 har vi samlet sett lagt til grunn 13 TWh solkraft i Norden og i overkant av 30 TWh i 2040. Halvparten av dette har vi lagt til Syd-Sverige hvor også solforholdene i en nordisk sammenheng er blant de bedre. Resterende er mer spredt med en hovedvekt i Danmark.



Figur 11-8: Utvikling i fornybar kraftproduksjon i Norden

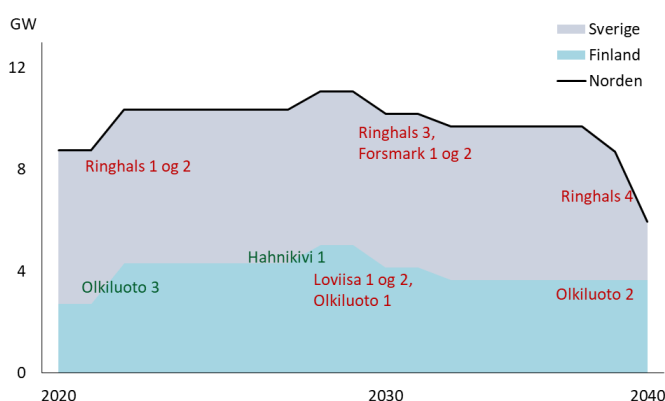


Figur 11-9: Utvikling i produksjon og forbruk per land/år

Kjernekraft faser ut i Sverige – Finland opprettholder kapasiteten

Sverige og Finland har totalt 9 GW kjernekraft i dag med omtrent 80 TWh årlig produksjon. Kjernekraftverkene har stor betydning for kraftsystemet, både nasjonalt i Sverige og Finland, og for hele Norden. Med jevn og forutsigbar grunnlast nær forbrukssentre bidrar kjernekraften både til energisikkerhet, jevne markedspriser og å opprettholde systemstabiliteten i det nordiske nettet.

I Sverige la vi i forrige LMA til grunn en full utfasing av kjernekraften til 2040. Denne gangen lar vi det være igjen 20 TWh kjernekraft i 2040 og en full utfasing kommer noen år senere. Dette er basert på en samlet vurdering av diskusjonene omkring levetidsforlengelser av kjernekraften i Sverige. Reaktorene Oskarshamn 1 og 2 ble tatt ut av drift i 2019 og innen 2020 skal også Ringhals 1 og 2 legges ned. Selv om Sverige har vedtatt et mål om 100 % fornybar kraftproduksjon viser den politiske diskusjonen i landet at dette nødvendigvis ikke betyr et kraftsystem uten kjernekraft.



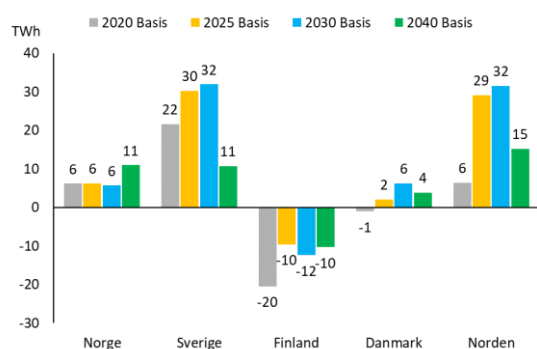
Figur 11-10: Kjernekraftkapasiteten i Norden frem til 2040 i Basis

I Finland har Olkiluoto 3 blitt ytterligere forsinket. Reaktoren på 1600 MW skal nå bli satt i drift i 2022. Hanhikivi forventes satt i drift i 2028. Vi legger til grunn at Hanhikivi kommer i drift innen 2030. De finske reaktorene har i utgangspunktet en levetid på 50 år, men kan bli forlenget med ti ekstra år. I Basis stenger Loviisa 1 og 2 ned til 2030, og Olkiluoto 1 til 2040.

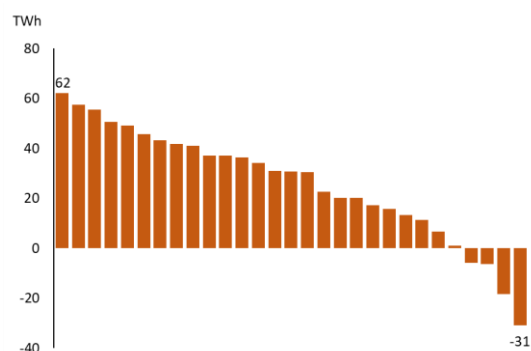
11.5 Moderat overskudd på energibalansen i Norden – økende svingninger i effektbalansen

Vi beregner et nordisk overskudd på 5-10 TWh for normalåret 2020. Frem mot 2030 vil en sterk økning i vindkraft og ny finsk reaktor føre til et økende overskudd. Etter 2030 synker balansen igjen på grunn av lavere svensk kjernekraft og mindre termisk kraftproduksjon i kombinasjon med økt forbruk til elektrifisering. Finland halverer sitt underskudd og Sverige får en kraftig økning i overskuddet før veksten i kraftforbruket demper overskuddet i siste del av analyseperioden.

Den nordiske årlige energibalansen varierer med tilsig, temperatur og vindkraftproduksjon. Mer vind, vann og solkraft vil forsterke disse svingningene. I Basis 2040 varierer den nordiske balansen mellom et overskudd på rundt 60 TWh i år med mye tilsig og vind, til et underskudd på 30 TWh.



Figur 11-11: Kraftbalanser i Norden i Basis

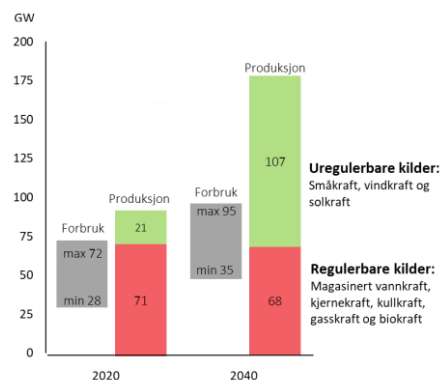
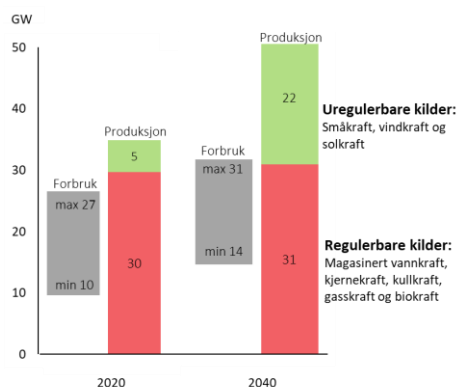


Figur 11-12: Nordisk balanse i 2040 sortert etter værår

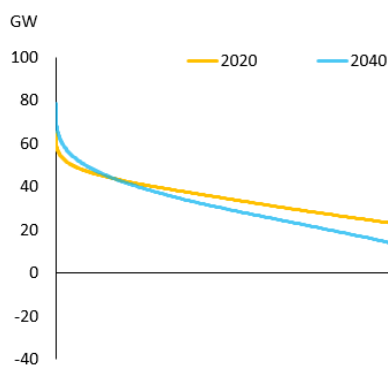
I Basis 2040 utgjør vind-, sol- og småkraft den klart største andelen av produksjonskapasiteten i Norden. Dette gir mye større svingninger i den løpende effektbalansen, som på mange måter er et viktigere utviklingstrekk enn energibalansen over året. Samtidig synker installert effekt fra kjernekraft og annen termisk produksjon. I timer med knapphet forutsetter vi derfor at en god del forbruk kobler ut på høye priser, slik som på kontinentet. Denne utviklingen kan også gjøre at det kommer mer regulerbar effekt, for eksempel fra hydrogenkraftverk. Samtidig vil det oppstå mange timer der uregulert produksjon dekker så å si hele forbruket. I sommerhalvåret blir det denne produksjon i flere timer større enn forbruket.

I Norge vil endringene gå i samme retning, men mer dempet fordi utgangspunktet vårt er såpass forskjellig med høy fornybarandel, samt at lite av den eksisterende produksjonsparken skal legges ned.

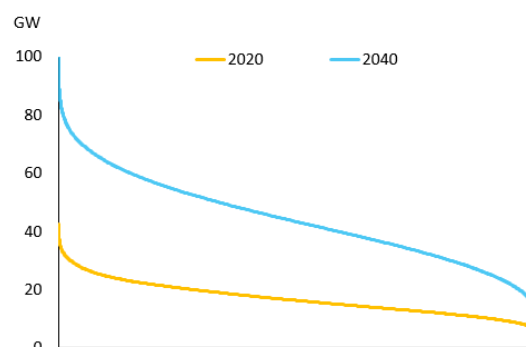
Værsystemene i Norden kan gi samtidig høy eller lav sol- og vindkraftproduksjon over mange dager, og perioder med høy eller lav fornybar-produksjon på kontinentet er ofte korrelert med det nordiske. Vi kommer tilbake til hvordan alt dette endrer prisene i Norge i de påfølgende kapitlene.



Figur 11-13: Maksimal effekt fra regulerbare og uregulerbare kraftverk i Norge og Norden i 2020 og 2040, samt minimum og maksimum forbruk.



Figur 11-14: Varighetskurve for uregulerbar produksjon i synkronområdet



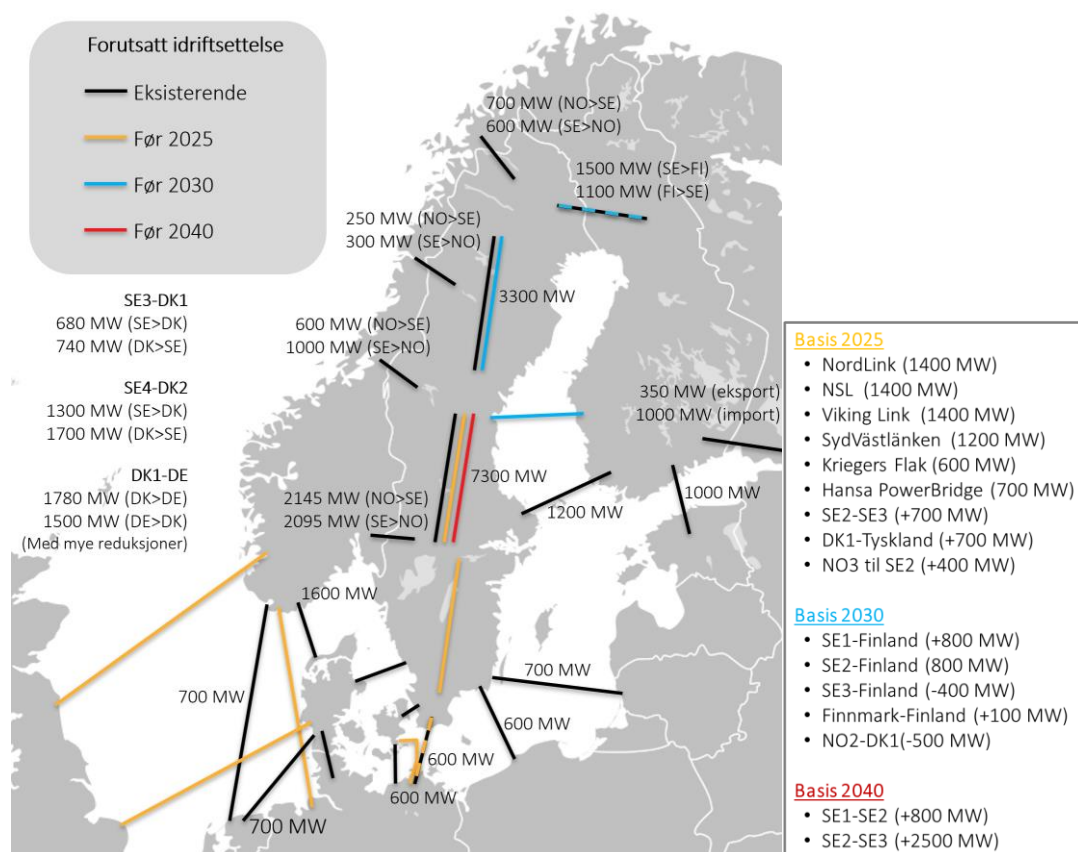
Figur 11-15: Varighetskurve på uregulerbar residualt forbruk (forbruk minus uregulerbar produksjon i samme time) i synkronområdet

11.6 Nettutvikling Norden

Vi legger til grunn at Viking Link mellom Danmark og Storbritannia, Kriegers Flak, Hansa PowerBridge og SydVästlänken i Sverige settes i drift til 2025. Til 2030 har vi lagt inn mer kapasitet mellom Finland og Sverige og til 2040 er kapasiteten på snitt to i Sverige økt til 10 500 MW fra 7 300 MW i dag. I sum øker kapasiteten fra Norden til kontinentet, Baltikum og Storbritannia fra 6 til 11,5 GW²⁶.

Vi legger til grunn flytbasert markedsklarering i våre datasett. Med flytbasert markedsklarering blir dagens kapasitet mellom områdene erstattet av et mulighetsrom for kapasitet som er avhengig av balansen i alle områder i kraftsystemet. Det kan høres komplisert ut, men det vil gi en mer transparent prosess for å bestemme utveksling og priser. Og det vil føre til mindre prisforskjeller mellom områdene, selv om det oftere vil være små prisforskjeller. Vi mener at flytbasert vil være et viktig virkemiddel for å utnytte nettet best mulig.

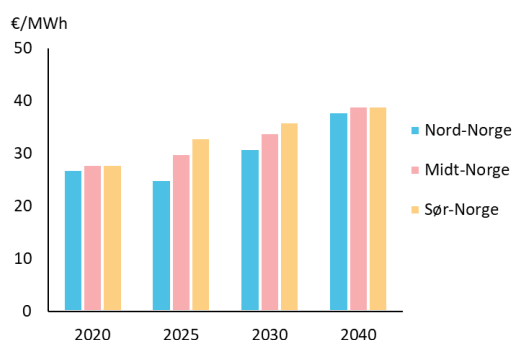
²⁶ Inkluderer ikke importkapasiteten til Finland fra Russland



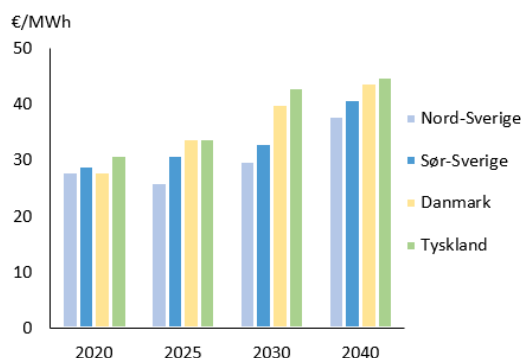
Figur 11-16: Installert overføringskapasitet mellom Norden og resten av Europa og enkelte snitt innad i Norden. Eksisterende kapasitet er vist i kart, og endringer er vist i tabellen til høyre.

12 Norske og nordiske kraftpriser i Basis

I vårt basisscenario blir kraftprisene i Sør-Norge liggende i intervallet 35-41 €/MWh i perioden 2030 til 2040. Dette er ca. 5 €/MWh lavere enn på kontinentet. Prisene i Nord-Norge ligger i noe lavere, men er nærmere de i Sør-Norge enn i LMA18 på grunn av økt forbruk og restriksjoner på utbygging av vindkraft på land. Til sammenlikning var snittprisene i perioden 2010-2019 ca. 35 €/MWh i Sør-Norge, og 39 €/MWh i Tyskland.



Figur 12-1: Gjennomsnittspris i ulike områder i Norge i Basis fra i dag til 2040



Figur 12-2: Gjennomsnittspriser for andre nordiske områder i dag og frem til 2040 i Basis

I våre tidligere markedsanalyser har et viktig poeng vært at selv i scenarioer der kraftprisene forblir omtrent på samme nivå som det vi har observert historisk, vil vi se et helt annet prisbilde. Vi tror nå dette skjer i enda større grad og i et noe raskere tempo både på grunn av utviklingen i Norden og større prisvariasjon på kontinentet. Det blir innslag av flere lave og høye priser, og langt større variasjoner spesielt innenfor uker og måneder enn det vi ser i dag. Et annet mønster vi ser like tydelig som før er at prisene etter 2025 blir vesentlig høyere om vinteren enn om sommeren. Det er også om vinteren prisene varierer klart mest. Solkraft, både i Norden og Europa, presser ned prisene i hele perioden fra mars til oktober.

12.1 I 2025 er prisene i Sør-Norge i overkant av 30 €/MWh, prisene lenger nord er lavere

I 2018 lå norske og tyske snittpriser på rundt 44 €/MWh. De to siste årene har prisene falt blant annet som følge av lavere brenselpriser. Nedgangen har blitt dempet av at prisene på EU ETS kvoter har økt. I våre simuleringer for 2020 ligger kraftprisene i Tyskland og Nederland, markedene som i dag er de viktigste for nordiske priser, på i overkant av 30 €/MWh. Våre simuleringer indikerer at i et normalår ligger sørnorske priser 3-4 €/MWh under dette. Grunnen til at norske priser er lavere er todelt. For det første har Norge og Sverige et overskudd på normalårsbalansen. For det andre faller kraftprisene på norsk side mer relativt til kontinentet i år der tilsiget er over normalen, enn de øker i år der tilsiget er under normalen. Spesielt år med ekstraordinært mye tilsig som det vi observerer i 2020 er med på å trekke ned norske priser²⁷.

I vår oppdaterte Basis øker prisene i Sør-Norge til i overkant av 30 €/MWh i 2025 som følge av at kontinentale priser øker til ca. 35 €/MWh og at Nordlink og NSL kommer på drift. Dette er under nivået vi har sett i gjennomsnitt de siste 10 årene. Økt samlet overskudd i Sverige og Finland mot 2025 demper

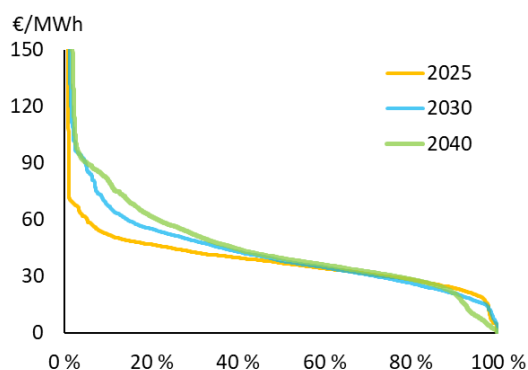
²⁷ I 2020 har norske priser i snitt vært under 10 €/MWh. Hovedgrunnen har vært at året har vært et av de med mest tilsig til vannkraftsystemet i morden tid. Vi må tilbake til rundt 1990 for å finne tilsvarende. Vår tilsigshistorikk for perioden 1988 til 2016 indikerer at slike år oppstår 1-2 ganger over en periode på 30 år. Når klima endrer seg kan dette oppstå oftere.

prisøkningen, mens den norske kraftbalansen endrer seg relativt lite fra i dag. Denne utviklingen gjør også at prisene i Sør-Sverige i snitt blir liggende svakt under prisene i Sør-Norge som er motsatt av hva som har vært normalen over tid historisk.

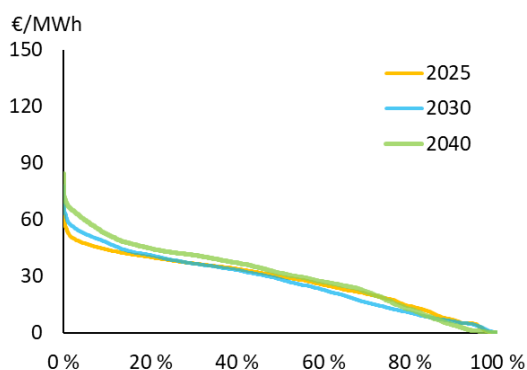
12.2 Høyere priser om vinteren trekker opp norske priser moderat til 2030/2040

Fra 2025 til 2030 stiger europeiske priser i vår Basis med nesten 10 €/MWh til 40-45 €/MWh i snitt og blir værende på dette nivået til 2040. Prisøkningen i Sør-Norge er mer moderat. Her øker prisene til i overkant av 35 €/MWh i 2030 og i underkant av 40 €/MWh i 2040. Til 2030 demper blant annet et stort svensk overskudd prisoppgangen i Norge.

Det er hovedsakelig høyere priser i 30-40 % av tiden i vinterhalvåret som drar opp prisene etter 2025. Det skjer først og fremst som følge av at kontinentale priser i snitt blir markant høyere om vinteren enn som sommeren. Dette forsterkes av at i Norden synker andelen regulerbar produksjon som andel av forbruket ettersom vindkraft og til dels solkraft dekker opp en vesentlig forbruksvekst, og kompenserer for nedleggelse av kjernekraft i Sverige. Det betyr både at vannverdiene²⁸ i regulert vannkraft om vinteren stiger relativt til sommeren, spesielt i vindfattige år, og at antall timer prisene blir høyere enn disse øker ettersom det oppstår flere timer med stramhet i markedet. Prisene om sommeren endrer seg lite etter 2025 uten innslag av knapphet og pristopper. Mye solkraft både i Norden og Europa gjør at vi også i Norge får en markant prisdipp midt på dagen.



Figur 12-3: Varighetskurve for simulerte vinterpriser i Sør-Norge i Basis 2025, 2030 og 2040



Figur 12-4: Varighetskurve for simulerte sommerpriser i Sør-Norge i Basis 2025, 2030 og 2040

Prisene i Sør-Norge faller altså noe relativt til kontinentet etter 2025 på tross av at kraftbalansen i Norden svekkes noe. Det er flere grunner til dette. En grunn er at en del av prisøkningen på kontinentet skyldes perioder med høye priser i timer med lite fornybar og knapphet på vinteren. Dette er en utvikling vi ser også i Norden, men noe dempet sammenlignet med kontinentet, slik at pristoppene i Norden øker snittprisene mindre. Vi ser også at den store utbyggingen av vind, sol og vannkraft med liten reguleringssevne presser ned prisene i sommerhalvåret relativt til kontinentet, selv om overskuddet over året ikke er økt. I tillegg dras norske priser noe ned av at nettoeksporten på NSL faller vesentlig fra 2025 til 2030 og 2040. Årsaken er at britiske snittpriser i 2025 ligger betydelig over de på kontinentet, mens de i 2030 og 2040 er på samme nivå eller noe lavere.

12.3 Prisutviklingen i Europa til 2050 i Basis trekker isolert sett mot lavere norske priser

Vi har ikke i denne analysen satt sammen et nordisk datasett for 2050 på tilsvarende måte som for Europa. I vår Basis ligner det europeiske prisbildet i 2050 det i 2040. Flere innslag av svært lave priser

²⁸ Vannverdiene kan ses på som marginalkostnadene til vannkraftverk med magasin. Den oppstår som følge av at vannet kan lages til et senere tidspunkt der prisen forventes å være høyere.

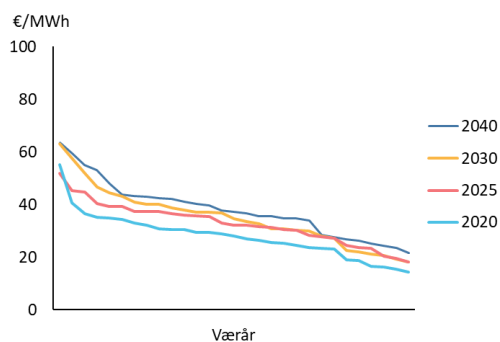
og noe lavere priser i timer der elektrolyse setter prisen trekker ned snittet med rundt 4 €/MWh. For å få en indikasjon på hvordan dette igjen påvirker nordiske priser har vi simulert det nordiske datasettet for 2040 med det europeiske markedet som i 2050. Disse indikerer at norske og nordiske priser faller omtrent tilsvarende, og at nedgangen er rimelig jevnt fordelt over hele året. Slik vi var inne på i kapittel 9 kan det imidlertid skje mye mer med europeiske priser fra 2040 til 2050. Spesielt i vår høye prisbane frem mot 2040 mener vi prisene i Europa kan falle betydelig mot 2050. Da vil effekten på det nordiske markedet naturlig nok være langt større. Vi kommer tilbake litt tilbake til dette i kapittelet 13.

12.4 Årlig prisvariasjon knyttet til værussikkerhet holder seg omtrent på dagens nivå.

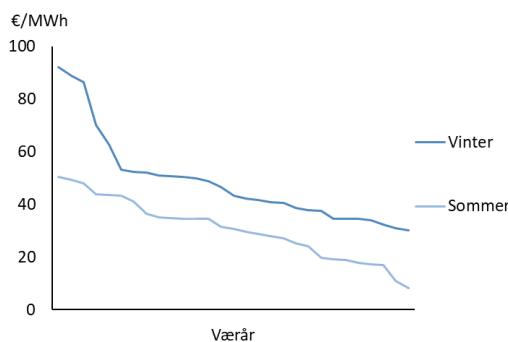
Prisene i det norske markedet varierer vesentlig mellom ulike værår, der tilsiget til vannkraftverkene er den største usikkerhetsfaktoren. Våre simuleringer indikerer at gitt dagens brensels- og CO₂-priser blir snittprisen over alle simulerte tilsigsår i overkant av 30 €/MWh. Prisene varierer likevel fra ned mot 10 €/MWh til rundt 50 €/MWh kun på grunn av usikkerhet i været (Figur 12-5).

Til 2025 dempes denne variasjonen noe fordi utviklingskapasiteten mot kontinentet og Storbritannia øker. Etter 2025 øker imidlertid variasjonen igjen fordi vind- og solkraft blir så dominerende både i europeisk og nordisk produksjonsmiks. Spesielt bidraget fra vindkraft har over tid en positiv korrelasjon med tilsiget. I 2040 varierer prisene fra i overkant av 60 €/MWh til ned mot 20 €/MWh, mens snittet er ca. 40 €/MWh.

Figur 12-6 viser hvordan prisene varierer mellom ulike værår i 2040 henholdsvis om sommeren og vinteren. Om vinteren varierer prisene fra opp mot 90 €/MWh i de tørreste og kaldeste årene, til ned mot 30 €/MWh i de våteste og mest vindrike årene. Snittprisen om vinteren ligger på i underkant av 50 €/MWh. Om sommeren varierer prisene fra ca. 10 €/MWh i snitt til opp mot 50 €/MWh, mens snittet ligger på ca. 30 €/MWh.



Figur 12-5: Årlig snittpris i Sør-Norge i de 29 værårene vi simulerer i Basis 2020, 2025, 2030 og 2040



Figur 12-6: Årlig snittpris i Sør-Norge sommer og vinter i de 29 værårene vi simulerer i Basis 2040

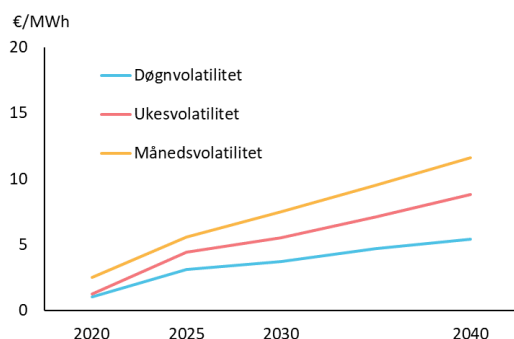
12.5 Prisene følger produksjonen fra vindkraft i vinterhalvåret, solkraft gir prisdipp

Figur 12-7 viser utviklingen i hvordan prisene varierer innenfor døgnet, uka og måned fra i dag og frem til 2040. I dag er volatiliteten for alle disse målene ganske lav og lik fordi prisene i Norge i større grad varierer mellom sesonger og år avhengig av tilsigssituasjonen. På kontinentet varierer prisene mer på kort sikt på grunn av at prisene i større grad følger bidraget fra vindkraft, solkraft, samt endringer i forbruk over døgnet. Vi er klar over at den kortsiktige prisvariasjonen også har økt i det norske markedet de siste 10 årene, og at dette fanges i for liten grad i våre modellsimuleringer. At modellen

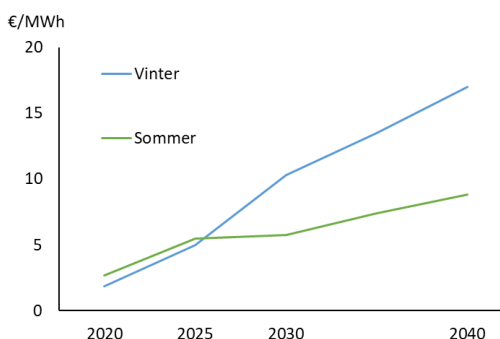
underdriver denne type prisvariasjon gjelder naturlig nok også for datasettene fremover i tid. Vi tror likevel simuleringene gir gode indikasjoner på en del sentrale utviklingstrekk.

Fremover øker alle målene på kortsiktig prisvariasjon i Norge. Vi ser et klart mønster der prisene i hele Nord-Europa, inkludert Norden, vil følge det varierende bidraget fra vindkraft. Dette gir stor volatilitet innenfor uker og måneder, spesielt om vinteren (Figur 12-8).

Volatiliteten over døgnet vil også øke, men mindre blant annet fordi batterier bidrar til å dempe denne type variasjon på kontinentet. Sammenlignet med kontinentet får vi imidlertid relativt mer økning i variasjon i prisene over døgnet i Norge. Det skyldes blant annet at mens prisene innenfor lavpris- og høyprisperioder, som typisk varer fra et par dager til over en uke på kontinentet, er rimelig stabile, vil norske priser i større grad følge med opp om dagen i høyprisperioder, og ned om natten i lavprisperioder. I Norden gir også mer solkraft mot 2030 og 2040 en markant dipp i kraftprisene midt på dagen i sommerhalvåret. Denne dippen vil være klart størst i år der vannverdiene og prisnivået vil være relativt høyt.



Figur 12-7: Tre mål på kortsiktig prisvariasjon: innenfor døgnet, uka og måneden



Figur 12-8: Utviklingen månedsvolatilitet fordelt på sommer og vinter til 2040

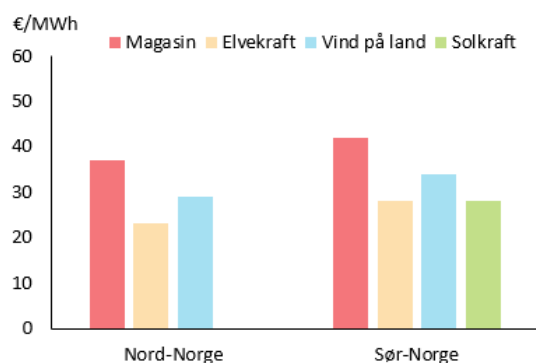
12.6 Prisene for ulike aktører i kraftmarkedet varierer mye

Når prisene varierer mye vil ulike aktører i kraftmarkedet stå ovenfor ulike priser. Industriforbruk med jevn last vil i stor grad betale det samme som gjennomsnittsprisen. En industriaktør som kobler ut ved de 1 % høyeste prisene, kan betale en kraftpris som er ca. 5 % lavere enn snittet i vår Basis. Alminnelig forbruk betaler en pris som er noe over snittet fordi prisene er høyere om vinteren.

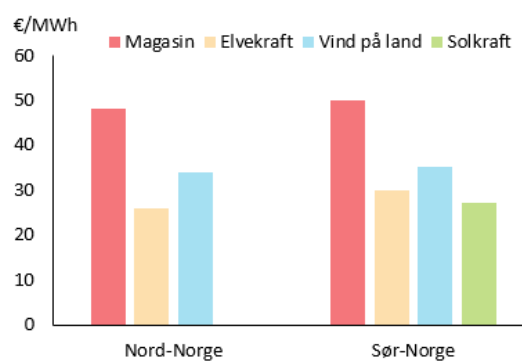
På produksjonssiden er det store forskjeller i oppnådd kraftpris. Magasinkraftverk med god reguleringsevne som kan konsentrere sin produksjon til timene med høyest pris på vinteren oppnår en høy pris. I Basis 2030 er produksjonsvektet pris for magasinverk noe over 40 €/MWh. Til 2040 stiger den oppnådde prisen for regulert vannkraft til omtrent 50 €/MWh, mens snittprisen stiger med omtrent halvparten. Vannkraft med lav eller ingen reguleringsevne, som produserer mest i sommerhalvåret, har derimot en produksjonsvektet pris på 25-30 €/MWh i både 2030 og 2040. Solkraft oppnår en kraftpris på i overkant av 25 €/MWh i 2030 og 2040.

Når det gjelder vindkraft på land oppnår denne en kraftpris på om lag 35 €/MWh i både 2030 og 2040 i Sør-Norge. Oppnådd pris synker altså noe relativt til snittprisen fra 2030 til 2040, men ikke mye. I Nord-Norge ligger produksjonsvektet pris for vind på under 30 €/MWh i 2030. Økende lokale kraftpriser til 2040 gjør at denne nesten kommer opp på nivå med Sør-Norge til 2040.

Såpass høy oppnådd kraftpris for vindkraft henger sammen med at produksjonen er størst i vinterhalvåret. Når det gjelder vindkraft til havs indikerer våre simuleringer at denne oppnår noe lavere kraftpris enn vindkraft på land både i 2030 og 2040.



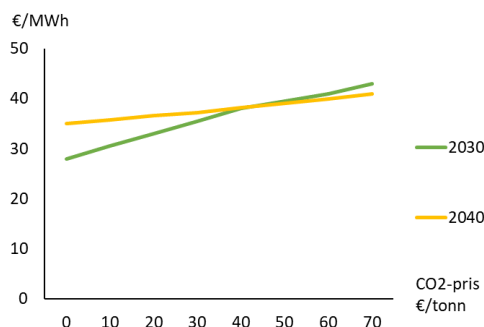
Figur 12-9: Gjennomsnittspris i ulike områder i Norge i Basis fra i dag til 2030



Figur 12-10: Gjennomsnittspriser for andre nordiske områder i dag og frem til 2040 i Basis

12.7 Norske priser er følsomme for kvoteprisen de neste 15 årene

I kapittel 8.1 viste vi hvor følsomme europeiske priser var for endringer i gass og kvoteprisene i 2030 og 2040. Figur 12-11 viser den tilsvarende effekten på nordiske priser for endringer i kvoteprisen. Vi må presisere at veldig lave priser slik vi så i perioden 2012-2018 er svært lite sannsynlig, selv om vi har gjort simuleringer med en kvotepris på 0 her.



Figur 12-11: Sør-norsk kraftpris simulert med forskjellige CO₂-priser for Basis 2025 og 2040

I vårt basisscenario for 2030 øker norsk kraftpris med ca. 2 €/MWh når kvoteprisen stiger med 10 €/tonn. Dette er en del dempet sammenlignet med på kontinentet. Videre indikerer simuleringene at effekten av økt CO₂-pris på norske kraftpriser er noe avtakende. Dette kan være reelt, men må ikke tolkes for bokstavelig og effekten kan være litt tilfeldig. Samlet sett underdriver trolig modellen noe priseffekten i Norge av endringer i kvoteprisen, gitt effekten disse har på kontinentale priser i 2030. Den direkte virkningen på kraftprisene av kvoteprisen vil også til en viss grad være avhengig av utviklingen på nordisk side. Til 2040 avtar naturlig nok virkningen på kraftprisene. Våre simuleringer indikerer at norske kraftpriser stiger med om lag 1 €/MWh hvis kvoteprisen stiger med 10 €/t.

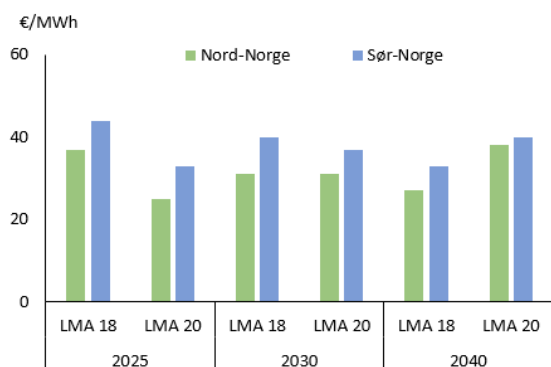
12.8 Større prisvariasjon i Norge i LMA 2020 enn hva vi hadde i LMA 2018

Figur 12-12 sammenligner gjennomsnittsprisen i Nord-Norge og Sør-Norge med resultatene i vår forrige markedsanalyse fra 2018. Til 2025 skyldes et lavere prisnivå nå mest at det er lavere forventninger til

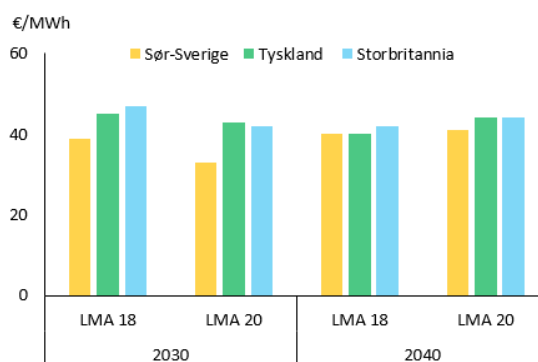
kull- og gasspriser til 2025. Høyere forventninger til kvoteprisen demper til en viss grad nedgangen i prisene.

I 2030 er kraftprisene noe lavere i LMA 2020, selv om kraftoverskuddet i Norge er redusert fra forrige analyse. Dette blir blant annet motvirket av at det samlede overskuddet i Sverige og Finland er høyere. Det er også mindre nettoeksport på NSL fordi det er flere timer med svært lave priser i Storbritannia i den oppdaterte analysen.

I 2040 er prisene i Sør-Norge 6-7 €/MWh høyere i LMA 20. De viktigste grunnene er at kraftoverskuddet i Norge er redusert fra rundt 30 TWh i LMA 18 til ca. 10 TWh nå, og at europeiske priser var noe lavere i 2018-analysen. I Nord-Norge er dette forsterket av at det lokale overskuddet er redusert.

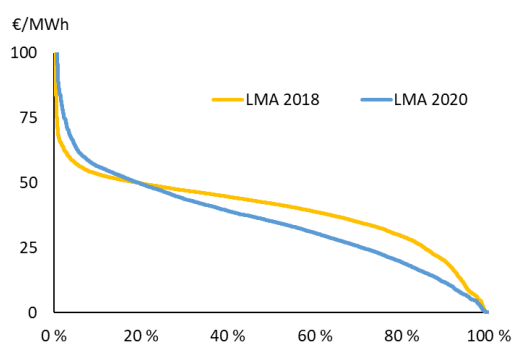


Figur 12-12: Gjennomsnittspriser i 2025, 2030 og 2040 i Nord- og Sør-Norge fra LMA 2018 og LMA 2020

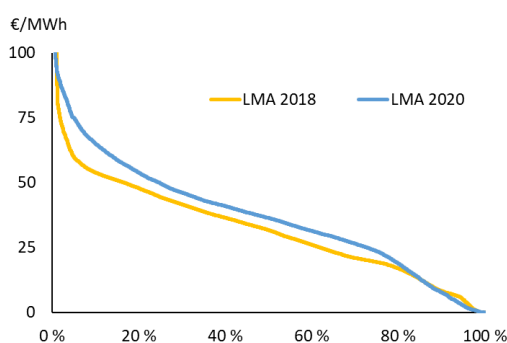


Figur 12-13: Britiske og tyske priser og svenske priser i 2030 og 2040

Figur 12-14 og Figur 12-15 sammenlikner varighetskurven for prisene i Sør-Norge i 2030 og 2040. Vi ser at kurvene fra LMA 20 er brattere med flere innslag av høye og lave priser i begge årstall. I praksis betyr dette at prisene varierer enda mer. Det skyldes at utviklingen både på kontinentet og Norden gjør at vi raskere går mot mer prisvariasjon i det norske markedet i den oppdaterte analysen.



Figur 12-14: Varighetskurve for sørnorske priser i 2030 fra LMA 2020 og LMA 2018



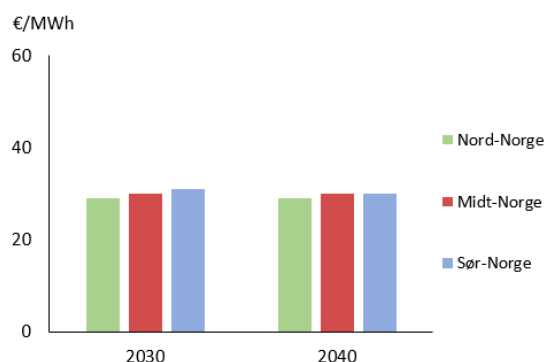
Figur 12-15: Varighetskurve for sørnorske priser i 2040 fra LMA 2020 og LMA 2018

13 Utfallsrom for nordiske kraftpriser

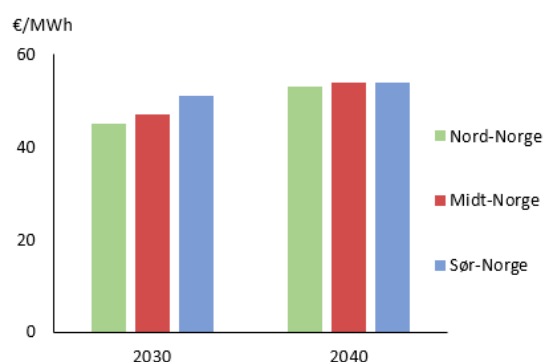
Vi presenterer her utfallsrommet for norske kraftpriser frem mot 2040. Med det mener vi altså hva normalprisnivået er over en over en periode på 10-15 år, ikke variasjoner knyttet for eksempel til værussikkerhet. Det er greit å huske at det finnes mange kombinasjoner av nordiske og europeiske forutsetninger som kan gi et utfallsrom for kraftpris. Vårt utfallsrom tar utgangspunkt i våre alternative scenarier for høye og lave kraftpriser på kontinentet, mens endringene på nordisk side er mindre.

Vi legger til grunn et utfallsrom for norske priser i perioden 2030 til 2040 fra 30 €/MWh til opp mot 55 €/MWh. Spesielt i et scenario der europeiske priser blir høye kan norske priser over tid bli liggende en god del under. Det skyldes blant annet at det oppstår færre høye priser i Norge som trekker opp snittet. Høye priser kan også dempes av mulighetene for å bygge ut mer vindkraft.

Likevel, hvis norske priser faller vesentlig under prisnivået på kontinentet og i UK blir det mer gunstig å etablere nytt forbruk som presser prisene opp. Og i en fremtid med restriksjoner for utbygging av vindkraft på land er det ikke sikkert dette blir kompensert av mer utbygging. Hvis norske gjennomsnittspriser stiger til over 50 €/MWh kan den oppnådde prisen for vindkraft til havs nærme seg utbyggingskostnadene. Det kan igjen dempe en videre prisøkning. Til 2050 tror vi uansett at prisene i et scenario med høye priser frem til 2040 dempes. Det skyldes som vi beskrev tidligere at vi tror det stor sannsynlighet for at europeiske priser faller vesentlig etter 2040 i et slikt scenario.



Figur 13-1: Gjennomsnittspris i ulike områder i Norge i Lav



Figur 13-2: Gjennomsnittspris i ulike områder i Norge i høy

13.1 Lav - norske priser rundt 30 €/MWh drevet av lave europeiske priser

I vårt lave scenario for europeiske priser er disse på i underkant av 35 €/MWh i 2030 og i overkant av 35 €/MWh i 2040. Med en slik utvikling i europeiske priser og norske og nordiske forutsetninger på produksjon, forbruk og nett likt som i Basis blir norske priser ca. 30 €/MWh i både 2030 og 2040. Grunnen til at det er større avstand mellom europeiske og norske priser i 2040 enn i 2030 er hovedsakelig endringer i prisstrukturen på kontinentet. I 2040 er prisene mer variable med både flere pristopper og priser ned mot 0. Blant annet siden færre av de høye pristoppene slår inn i det norske markedet øker forskjellen i snittpris.

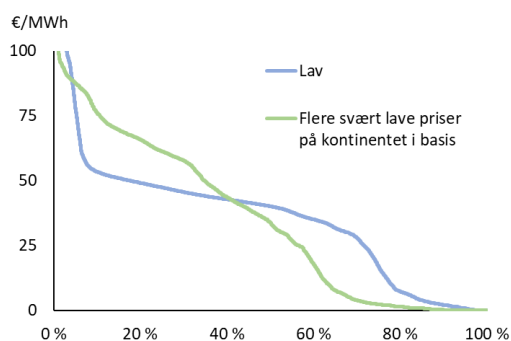
Det er vanskelig å si hvilke tilpasninger en slik endring vil føre til på nordisk side sammenlignet med det vi har i Basis. Lavere priser vil på en side føre til mindre lønnsomhet av utbygging av ny produksjon. Likevel faller den oppnådde prisen for vindkraft til havs, teknologien som i vårt basisscenario øker mest i Norge fra 2030 til 2040, kun fra 33 €/MWh i basis 2040 til 31 €/MWh i Lav.

På den andre siden kan lavere priser gjøre det mer gunstig å etablere mer forbruk. Samtidig er prisene høyere relativt til kontinentet og Storbritannia sammenlignet med Basis. Vi har derfor valgt å beholde de nordiske forutsetningene som i Basis for å illustrere et nedsidescenario for kraftprisene.

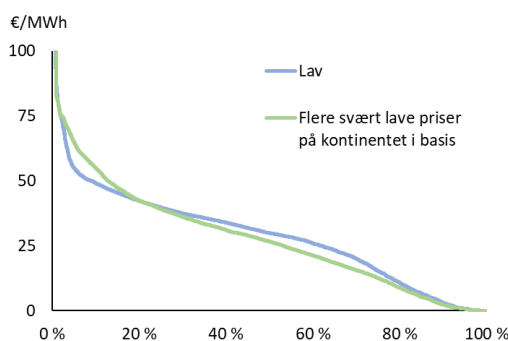
13.2 Utbygging av vindkraft rundt Nordsjøen kan presse ned norske priser mer enn i Basis

Det finnes naturlig nok andre scenarioer for det europeiske markedet som kan gi lave priser i Norge. De neste 20-30 årene skal det bygges ut enorme mengder vind og solkraft hvert år i det europeiske systemet. Det kan være at forbruksveksten ikke klarer å holde følge i samme grad som vi forutsetter, slik at overkapasitet i markedet gjør at prisene blir lavere over tid. Det kan også bli så store flaskehalser at det blir innført prisområder i nordlige deler av fastlandet på kontinentet der forbindelsene fra Norge slutter.

For å illustrere et slikt scenario, som vi mener i hvert fall kan vedvare i en 5-10 årsperiode, har vi simulert en alternativ variant av basisscenarioet for 2040 der prisene i Europa i større grad trekkes ned av svært lave priser i timer der bidraget fra fornybar er høyt. Snittprisen er omtrent den samme som i vårt lave scenario, rundt 35 €/MWh. Vi ser at i dette scenarioet er europeiske priser langt mer variable enn i Lav scenario. Prisene i Norge blir også en god del mer variable, og i snitt svakt lavere enn i Lav. Simuleringene indikerer at prisforskjellene time for time i et slikt scenario internt i Norge og Norden dempes både sammenlignet med Basis og Lav. Prisforskjellene mot kontinentet, Danmark og Storbritannia blir derimot svært store, også høyere enn i Basis selv om prisene er lavere.



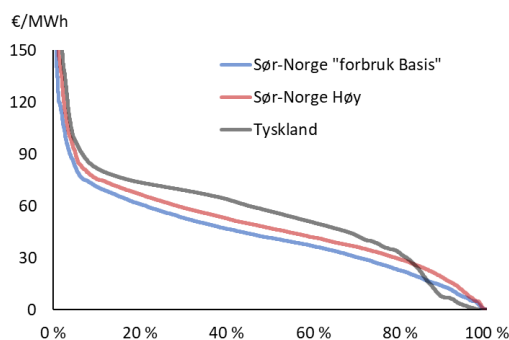
Figur 13-3: Varighetskurve for prisen i Tyskland i Lav 2040 og en variant av Basis med flere svært lave priser på kontinentet



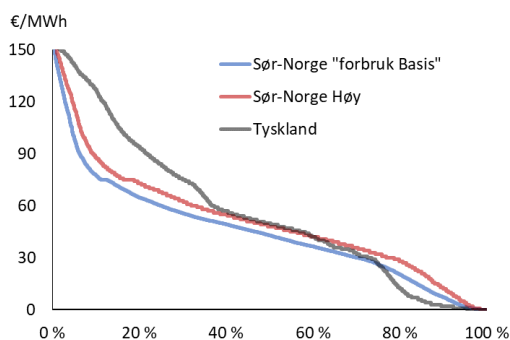
Figur 13-4: Varighetskurve for prisen i Sør-Norge i Lav 2040 og en variant av Basis med flere svært lave priser på kontinentet

13.3 Høy - norske priser stiger til over 50 €/MWh – havvind kan bli lønnsomt uten støtte

I vårt høyprisscenario stiger europeiske priser til i underkant av 60 €/MWh mot 2030 og blir værende på dette nivået til 2040. Hvis vi tenker oss at nordiske forutsetninger blir som i Basis stiger norske priser til rundt 45 €/MWh i 2030 og i overkant av dette i 2040. Altså blir norske priser liggende over 10 €/MWh lavere enn på kontinentet. I 2030 er det en kombinasjon av blant annet stort kraftoverskudd i Sverige og høyere pristopper i Europa som gjør at forskjellen mot norsk pris blir såpass stor. I 2040 er det langt høyere priser på kontinentet når hydrogenkraftverk og utkobling av forbruk er på marginen, ca. 30-35 % av tiden, som drar opp europeiske priser sammenlignet med norske. Denne utviklingen så vi også i Basis og Lav mot 2040, men er klart sterkere i Høy.



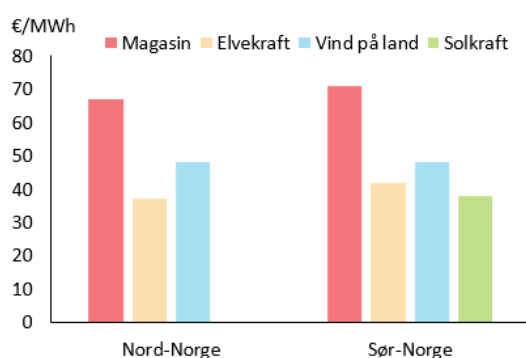
Figur 13-5: Varighetskurve for norske og tyske priser i 2030 med europeiske priser som i høy. Blå kurve viser norske priser hvis vi beholder nordiske forutsetninger som i Basis. Rød kurve viser effekten av å legge til 15 TWh forbruk på nordisk nivå



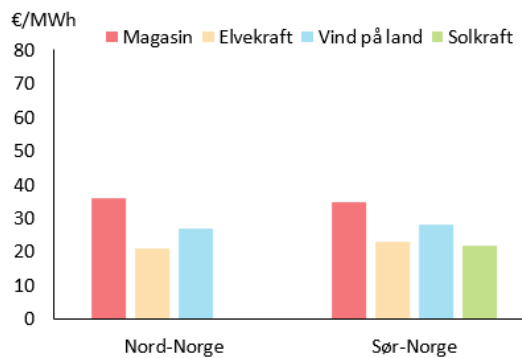
Figur 13-6: Varighetskurve for norske og tyske priser i 2040 med europeiske priser som i høy. Blå kurve viser norske priser hvis vi beholder nordiske forutsetninger som i Basis. Rød kurve viser effekten av å legge til 15 TWh forbruk på nordisk nivå

Da norske, og nordiske, priser faller så langt under europeiske har vi valgt å legge til mer forbruk både i Norge og Sverige for å få frem et utfallsrom for norske priser. I 2030 har vi valgt å legge til grunn 10 TWh mer industri forbruk i Sverige og 5 TWh i Norge sammenlignet med basis. I 2040 har vi valgt å legge til 10 TWh mer i Norge og 5 TWh mer i Sverige. Uten at det er et stort poeng er fortsatt datasettene innbyrdes konsistente. Med disse endringene stiger prisene i Sør-Norge til ca. 50 €/MWh i 2030, og nærmere 55 €/MWh i 2040. Dette er altså fortsatt under prisene i Europa. I 2030 ligger prisene i Nord- og Midt-Norge en del under prisene i Sør-Sverige blant annet fordi kraftprisene i Nord-Sverige ikke stiger like mye.

I vårt høye datasett stiger vindvektet pris på land til rundt 45-50 €/MWh. Vi må presisere at det er mulig å bygge ut mye vindkraft på land til en langt lavere kostnad enn dette. Viktigere er det kanskje at oppnådd pris for vindkraft på havet stiger til rundt 45 €/MWh. Hva utbyggingskostnaden her blir er mer usikkert men at de kan komme ned mot dette nivået til 2040 er sannsynlig. Utbygging av havvind med liten eller ingen støtte kan dermed begrense videre oppside i norske priser, hvis for eksempel forbruket skulle øke mer enn det vi har lagt til grunn her. Videre til 2050 tror vi uansett at lavere kostnader knyttet til teknologier som blir viktige presser ned europeiske priser.



Figur 13-7: Produksjonsvektet pris i Høy 2040



Figur 13-8: Produksjonsvektet pris i Lav 2040

Vi ser også at verdien av magasinkraftverk blir svært stor i vårt høye scenario. Det kan igjen resultere i investeringer i mer effekt, og muligens noe mer pumpekapasitet. Vi har ikke lagt inn hydrogenkraftverk i Norden. I vårt høye scenario kan nok det i realiteten være grunnlag for dette. I et scenario der forbruket øker enda mer blir nok slike typer investeringer enda mer aktuelle. Utviklingen i Europa vil nok på enda lenger sikt imidlertid dempe lønnsomheten av slike investeringer (se neste avsnitt).

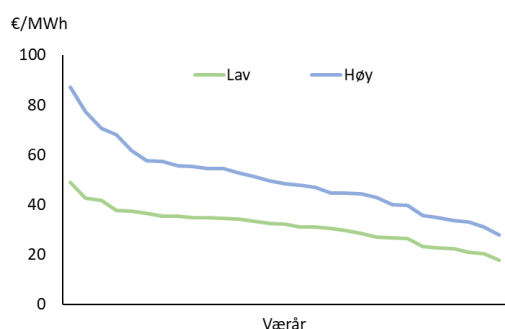
13.4 Et strukturelt skifte i europeiske priser får stor innvirkning på det norske markedet

Tidligere har vi forklarte at europeiske priser i Basis går noe ned fra 2040 til 2050. Dette vil igjen trekke ned norske priser tilsvarende. Likevel ville prisbildet overordnet likne mye på det vi så i 2040. I vår høye bane for europeiske priser skisserte vi at det er sannsynlig at prisene synker, til dels kraftig fra 2040 til 2050. Hvis for eksempel europeiske priser går fra Høy 2040 til Basis 2050, en nedgang på rundt 20 €/MWh, vil dette naturligvis ha meget stor påvirkning også på det nordiske markedet. Vi må igjen påpeke at våre prisbaner er karikerte og at dette trolig skjer mer gradvis over tid.

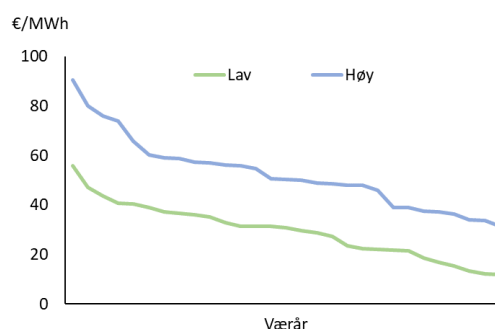
Tilsvarende kan vi gå mot høyere priser i Europa til 2050 hvis er på en lav bane frem mot 2040. Konsekvensene kan da også bli store i det norske markedet, men trolig i mindre omfang enn det vi skisserte i avsnittet over.

13.5 Prisene i enkelt år varierer fra 10 €/MWh til 90 €/MWh i våre alternative scenario

Figur 13-9 og Figur 13-10 viser utfallsrom per værår for Lav og Høy i 2030 og 2040. Det er naturlig nok større variasjon i prisene i det høye scenarioet. I Både 2030 og 2040 varierer prisene fra nesten 90 €/MWh i det høyeste året til ned mot 30 €/MWh i Høy. Tilsvarende variasjon i det lave scenarioet er fra rundt 50 €/MWh ned mot 15-10 €/MWh. Prisene varierer noe mer i 2040 enn i 2030.



Figur 13-9: Utfallsrom i gjennomsnittspris over året i de 29 værårerne vi simulerer i 2030



Figur 13-10: Utfallsrom i gjennomsnittspris over året i de 29 værårerne vi simulerer i 2040

14 Prisforskjeller, internt i Norge og mot utlandet

Vi ser her på prisforskjeller time for time mellom ulike områder i Norge og mot utlandet. Internt i Norge forventer vi større prisforskjeller både som følge av utviklingen her og i våre naboland. Frem mot 2030 er prisforskjellene først og fremst drevet av at gjennomsnittsprisene i Nord-Norge og til dels Midt-Norge er lavere enn i Sør-Norge. Etter 2030 blir snittprisene i Basis likere, men prisforskjellene øker som følge ulike prisvariasjon i områdene i Norge. Mer variable priser i markedene rundt oss bidrar til at prisforskjellene mot utlandet øker til 2030, men er mer stabile etter det.

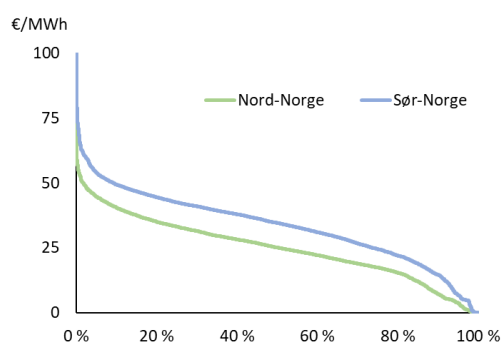
En vesentlig annen forbruksutviklingen enn i Basis vil med stor sannsynlighet føre til en annen utvikling på produksjonssiden. Dette skjer gjennom markedsprisene, men også gjennom politikk. For eksempel vil mindre vekst i petroleumsforbruket, og på sikt raskere utfasing av denne, trolig gi mindre ny produksjon. Motsatt, hvis forbruket øker etter den høye banen vi skisserte i kapittel 10 betyr det i praksis mer utbygging av ny produksjon enn i Basis.

14.1 Det er flere forenklinger i våre simuleringer

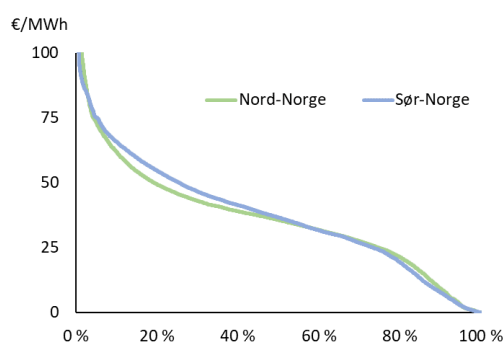
Det er flere forenklinger i modellen som gjør at resultatene mer er indikasjoner enn svar med to streker under. For eksempel har vi langt flere områder i modellen som potensielt kan ha egen pris og alle flaskehalsen løses i markedet ved hjelp av disse områdene. Med innføring av flytbasert markedsløsninger, som implementert i våre modellsimuleringer, kan det oppstå prisforskjeller mellom to elspotområder selv om det ikke er fysisk flaskehals mellom disse områdene. Med flere områder enn i virkeligheten løser modellen flaskehalsene mer effektivt. På den andre siden har man tilgang til flere virkemidler i den virkelige driften som for eksempel spesialregulering. I det virkelige systemet oppstår prisforskjeller ofte i timer der kapasiteten i nettet er lavere enn normalt. Våre simuleringer tar i liten grad hensyn til dette, spesielt internt i Norge.

14.2 Gjennomsnittsprisen i Nord-Norge nærmer seg de i Sør-Norge i Basis

I Norden forventer vi at utviklingen mot 2025 gjør at det oppstår lavere priser i nord enn i sør. Hvor stor forskjellen blir er vanskelig å estimere. Våre simuleringer indikerer at prisene i Nord-Norge, altså det som utgjør dagens NO4, kan bli liggende 5-10 €/MWh lavere enn de i Sør-Norge, mens prisene i det som tilsvare dagens elspotområde NO3, blir liggende imellom. Til 2030 og videre mot 2040 nærmer prisene i nord seg de i sør. Dette skyldes både at kapasiteten i nettet øker og at overskuddet nord i Norge og Sverige minker noe, samtidig med at det oppstår flere timer der prisene i Sør-Norge er lavere enn de i Nord-Norge. Typisk skjer dette i perioder med mye vind- og solkraft på kontinentet.



Figur 14-1: Varighetskurve for prisene i Nord og Sør-Norge i 2025

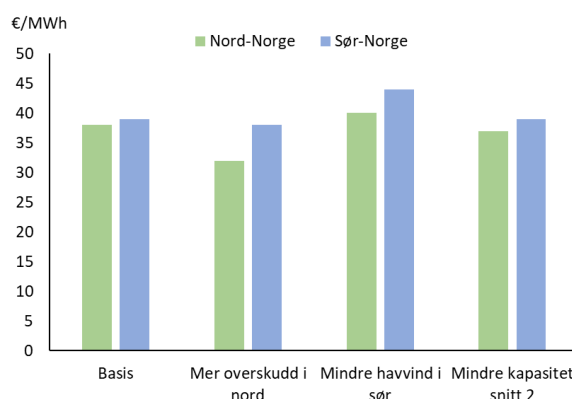


Figur 14-2: Varighetskurve for prisene i Nord og Sør-Norge i 2040

Når det gjelder nettkapasitet er det hovedsakelig to nettførsterkninger som bidrar til å redusere prisforskjellene. I Sverige antar vi at kapasiteten på snitt 2 øker vesentlig, spesielt til 2040. I Sør-Norge går det i dag to 300 kV ledninger over Sognefjorden. Den ene av disse, ledningen fra Sogndal til Aurland, oppgraderes til 420 kV til 2025. Vi forutsetter at også den andre ledningen, fra Sogndal til Modalen, oppgraderes til 420 kV til 2030. Dette øker kapasiteten mellom dagens elspotområder NO3 og NO5.

14.3 Flere faktorer kan gjøre at prisene i Nord-Norge blir værende lavere relativt til i sør

Det skal lite til før snittprisene i Nord-Norge blir liggende lavere sammenlignet med de i sør. Vi har valgt å illustrere det med tre isolerte sensitiviteter i vårt basisdatasett for 2040; mer lokalt overskudd i Nord-Norge, mindre havvind i Sør-Norge og redusert overføringskapasitet nord-sør i Sverige.



Figur 14-3: Gjennomsnittsprisen i Nord og Sør-Norge i basis 2040 og noen utvalgte sensitiviteter

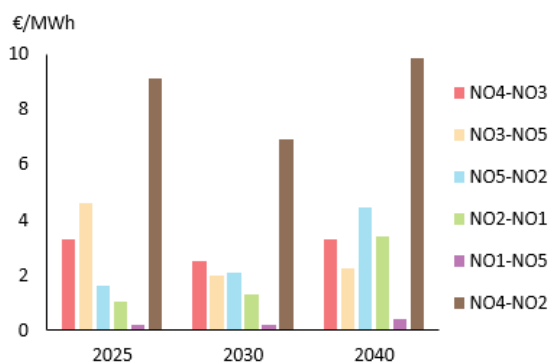
- Ny produksjon uten forbruksvekst vil gi raskt flere timer med flaskehals ut av Nord-Norge. 1200 MW/3,6 TWh ny vindkraft vil isolert sett redusere prisene med opp mot 6 €/MWh mens prisene i Sør-Norge kun går svakt ned. I vår LMA18 var prisene i vår basis nærmere utbyggingskostnaden for vindkraft på land i Nord-Norge. Samtidig sa vi at restriksjoner på utbygging ville øke prisene. Vår nye Basis reflekterer dette i større grad
- Til 2040 har vi forutsatt at mesteparten av den nye produksjonen kommer som offshore vind i Sør-Norge. Sensitiviteten der vi tar bort mye av denne, uten å redusere forbruket, viser at dette isolert sett øker prisene med ca. 2-3 €/MWh mer i Sør-Norge enn i Nord-Norge
- Større flaskehalser i Sverige enn det vi har i basis vil smitte inn i Norge. I en sensitivitet der vi har redusert kapasiteten på snitt 2 med om lag 1000 MW i 2040 synker prisene i Nord-Sverige med ca. 1 €/MWh relativt til de i Sør-Sverige. I Norge er tilsvarende effekt på i underkant av 1 €/MWh.

Isolerte sensitiviteter som har en vesentlig innvirkning på prisene skal alltid tolkes med en viss grad av forsiktighet fordi i markedet vil kunne oppstå tilpasninger på sikt som motvirker disse.

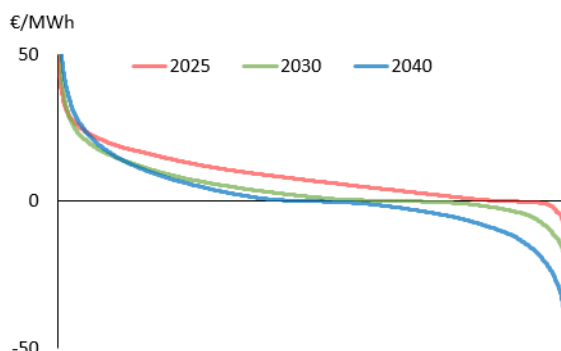
14.4 På tross av at prisene blir likere i snitt øker prisforskjellene time for time mot 2040

Figur 14-4 viser hvordan prisforskjellene time for time utvikler seg mot 2040. I 2025 er gjennomsnittlig prisforskjellene time for time mellom Nord-Norge og Sør-Norge (NO4 og NO2) omtrent like store som forskjellen i snittpris fordi prisene i nord er lavere eller likere enn de i sør i så å si alle timer. I 2040 er prisforskjellene noe større enn i 2025 selv om prisene i snitt er omtrent like. Det skyldes at det også oppstår mange timer der prisene i Sør-Norge er lavere enn i Nord-Norge. Det skjer typisk i timer der prisene i Sør-Norge blir svært lave som følge av svært lave priser på kontinentet, mens regulert vannkraft er på marginen i Nord-Norge.

Prisforskjellene mellom NO3 og NO5 dempes som nevnt tidligere av at vi forutsetter at også den andre av dagens ledninger mellom områdene oppgraderes mellom 2025 og 2025. Grunnen til at prisforskjellene mellom NO2 og NO5/NO1 øker til 2040 er hovedsakelig at NO2 får noe lavere priser ettersom det er her hovedtyngden av den nye produksjonen kommer. Men det oppstår også timer med lavere pris i NO1/NO5 enn i NO2.



Figur 14-4: Gjennomsnittlig prisforskjell time for time i Basis 2025, 2030 og 2040



Figur 14-5: Varighetskurve for prisforskjellen mellom NO4 og NO2. Positive verdier er timer der prisen i NO2 er høyere enn i NO4. Negative verdier er timer der prisene i NO2 er lavere.

14.5 Prisene i Norge kan komme nærmere europeiske, men blir trolig ikke høyere

I våre basisdatasett blir altså norske priser liggende under de på kontinentet. En grunn til dette er at flere timer med høye priser og lite bidrag fra vindkraft øker prisene mer på kontinentet enn i Norge. Utviklingen i norsk og nordisk energibalanse er også viktig. Til 2030 bidrar et stort overskudd i Sverige til at norske priser blir liggende godt under de i Europa. Overskuddet i Sverige dempes vesentlig til 2040, men kompenseres til en viss grad av at det norske overskuddet øker fra ca. 5 TWh i 2030 til 10 TWh i 2040 i vår Basis. Får å illustrere virkningen av en annen utvikling i Norge har vi gjort følgende sensitiviteter:

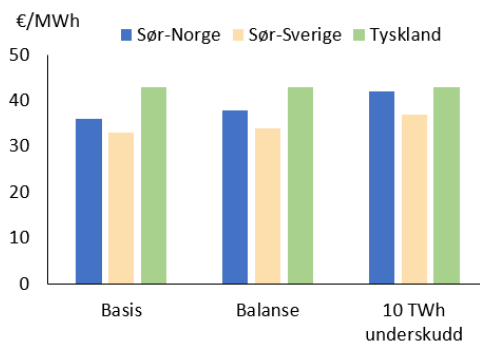
- Tatt bort 5 TWh vindkraft til 2030 og 9 TWh i 2040 slik at Norge omtrent er i kraftbalanse i et normalår i begge årstall. I 2030 betyr det at vi primært har tatt bort vindkraft knyttet til Utsira. I 2040 har vi denne med, men har tatt bort utbyggingen i Sørlig Nordsjø
- I tillegg til å ta bort vindkraften har vi gjort en simulering der har vi lagt til 10 TWh mer industri til 2030 og 2040 slik at Norge har et kraftunderskudd på om lag 10 TWh. Forbruket er lagt til i hele landet men mest i Sør-Norge

I 2030 blir prisene i Sør-Norge liggende ca. 5 €/MWh under de på kontinentet hvis vi antar en gjennomsnittlig energibalanse rundt null, mot rundt 7 €/MWh lavere i Basis. Øker vi i tillegg kraftforbruket med 10 TWh kommer norske gjennomsnittspriser nesten opp til nivået på kontinentet. I 2040 ligger norske gjennomsnittspriser ca. 1 €/MWh under tyske snittpris i simuleringen der vi har tatt bort vindkraften tilknyttet sørlig Nordsjø. I Basis er norsk prisnivå 5-6 €/MWh under snittet i Tyskland. Med 10 TWh underskudd ligger norske priser 4-5 €/MWh over tysk snittpris.

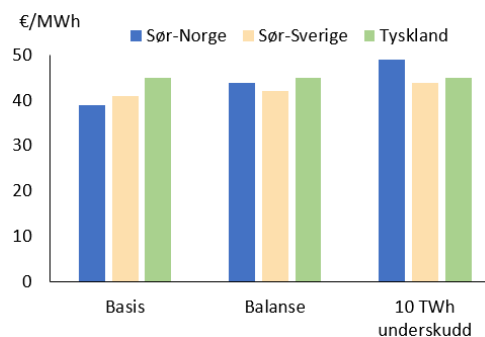
Hovedgrunnen til at norske priser raskere kommer opp mot kontinentalt nivå i 2040 er at overskuddet samlet sett i Sverige og Finland er redusert med over 20 TWh. Vi må presisere at våre simuleringer indikerer at energisituasjonen er trygg selv i et scenario med betydelig kraftunderskudd på

normalårsbalansen i Norge. Med det mener vi at det ikke er fare for energirasjonering på grunn av tomme magasin mot sen vinteren i tørre år.

Sammenlignet med tidligere analyser er prisene i Sør-Norge noe mer følsomme for endringer i kraftbalansen. Årsaken er trolig at priskurven i Europa er brattere.



Figur 14-6: Gjennomsnittspriser i Basis 2030, i et datasett med kraftbalanse i 2030 og et datasett med 10 TWh kraftunderskudd i Norge



Figur 14-7: Gjennomsnittspriser i Basis 2040, i et datasett med kraftbalanse i 2040 og et datasett med 10 TWh kraftunderskudd i Norge

Disse enkle sensitivitetene viser at norske snittpriser fort kan komme nærmere de på kontinentet med en litt annen utvikling enn det vi legger til grunn i Basis. Vi ser det imidlertid som lite sannsynlig at vi kan komme i en situasjon med vesentlig underskudd på energibalansen over tid. For det første gjør en utvikling mot høyere priser enn i områdene rundt det lite trolig at forbruk som er prissensitivt fortsetter å etablere seg i Norge. Lønnsomheten av ny produksjon øker også. Et annet moment er at større industriaktører også er interessert i å bygge ny fornybar produksjon for å kunne selge sine varer og tjenester med lavt klimaavtrykk. Hvis utbyggingen av ny produksjon stopper opp i Norge etter 2025 regner vi det derfor som lite sannsynlig at vi havner i et scenario med stor forbruksvekst utover veksten vi forventer i Basis mot 2030.

I det ekstra høye forbruksscenarioet vi presenterte 11.1 økte forbruket med 30 TWh utover det vi vi forutsetter i Basis til 2040. For å havne i en fremtid med så mye forbruk i Norge, må det derfor høyst sannsynlig bygges ut vesentlig mer produksjon enn det vi har i vår Basis. Ytterligere energisparing vil kunne bidra men ikke dekke hele denne veksten.

14.6 Usikker prisvirkning av havbasert vindkraft i Sørlege Nordsjø

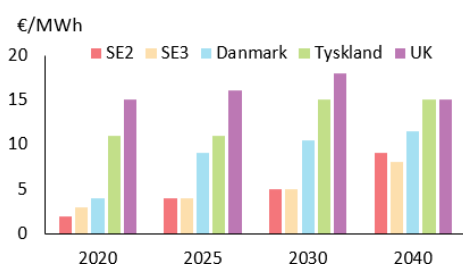
Over diskuterte vi den isolerte priseffekten av at vi forutsetter havvind på rundt 9 TWh i årlig produksjon i Sørlege Nordsjø i 2040. Uten denne øker sørnorske kraftpriser med over 4 €/MWh. Det er ikke bare usikkerhet om denne utbyggingen kommer, men også hvilken nettløsning som velges. I vår Basis har vi lagt til grunn radiell tilknytning til Norge. Det motsatte vil være at den blir en del av en europeisk hub. I så fall blir norske priser svakt lavere enn uten utbygging. En mellomløsning med begrenset kapasitet og flaskehals mellom den norske vindparken og den kontinentale vil føre til at norske priser blir nærmere de vi har i Basis. Den isolerte priseffekten vil imidlertid avhenge av startpunktet. En annen Basis ville gitt andre virkninger. Uansett, her snakker vi om så store priseffekter at hva som skjer vil påvirke utviklingen av markedet. Langsiktige tilpasninger vil dermed dempe de isolerte priseffektene.

14.7 Prisforskjellene mot utlandet øker mot 2030, stabiliserer seg etter

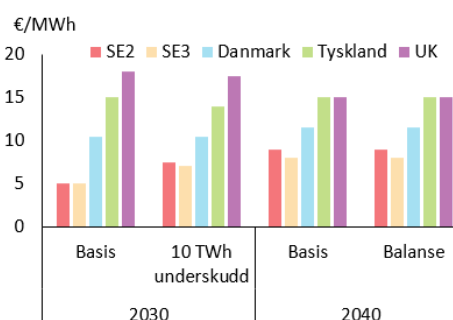
Figur 14-8 viser utviklingen i gjennomsnittlig prisforskjell time for time mot områdene Norge har direkte forbindelser til. Forskjellene mellom Tyskland og Nederland er i våre simuleringer så små at det ikke gir mening å vise begge land.

Idriftsettelse av Nordlink og NSL vil isolert sett redusere prisforskjellene mot det kontinentale og britiske markedet. Dette blir imidlertid motvirket av at markedsutviklingen mot mer variable priser på kontinentet på den andre siden øker forskjellene time for time. I vår Basis er utligner disse to effektene hverandre. Frem til 2025 er forskjellene størst mot Storbritannia fordi det britiske karbonprisgulvet trekker opp britiske priser.

Til 2030 øker prisvolatiliteten på kontinentet ytterligere slik at prisforskjellene fortsetter å øke. Vi antar at karbonprisene i UK er de samme som på kontinentet fra 2030 og utover. Prisforskjellene er likevel fortsatt størst mot Storbritannia drevet av at en stor andel vindkraft gir flere timer med svært lave priser der enn på kontinentet. Til 2040 holder prisforskjellene seg omtrent konstant mot kontinentet mens de synker noe mot Storbritannia ettersom lavprisfleksibilitet blant annet i form av hydrogenproduksjon reduserer andelen med svært lave priser.



Figur 14-8: Gjennomsnittlig prisforskjell time for time mot utlandet i basisdatasettene. Det norske området forskjellen er fra er der dagens kapasitet går eller er under bygging



Figur 14-9: Gjennomsnittlig prisforskjell time for time mot utlandet i variantene der norske priser i snitt er omtrent like med kontinentale og britiske priser

En annen måte å se at økt prisvolatilitet på kontinentet er den viktigste driveren for økte prisforskjeller er gjennom å sammenlikne prisforskjellene i basis mot de to variantene av 2030 og 2040 der norske priser er omtrent på nivå med kontinentale og britiske priser. I 2030 var det i simuleringen med 10 TWh underskudd i Norge, mens det i 2040 var simuleringen der Norge var i kraftbalanse. Figur 14-9 viser at prisforskjellene mot kontinentet og Storbritannia er omtrent som i Basis i begge disse simuleringene. Årsaken er at høyere priser i Norge gjør at prisforskjellene øker i timer der prisene er svært lave i Tyskland og Storbritannia.

Vi forventer også økte prisforskjeller mot Sverige og Danmark. Mot Sverige kommer den største økningen til 2040, mest drevet av mer variable priser ettersom produksjonen fra vind og solkraft blir meget stor samtidig mye av kjernekraften fases ut. Mot Danmark øker prisforskjellene mest som følge av at prisene der blir mer like de på kontinentet blant annet drevet av økende kapasitet mot andre kontinentale land samt Storbritannia.

Andre relevante rapporter fra Statnett



Langsiktig markedsanalyse 2018

Norden og Europa 2018-2040

Forrige utgave av LMA fra 2018.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2018-40.pdf>



Analyse av transportkanaler 2019

Analyse av transportkanaler er en overordnet analyse av flyt og flaskehalser i de store transportkanalene i det norske kraftsystemet frem mot 2040.

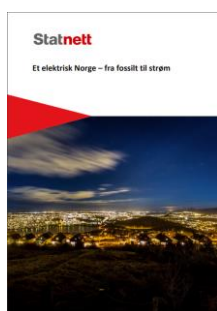
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-og-ksu/analyse-av-transportkanaler-2019-2040.pdf>



Statnett Nettutviklingsplan 2019

Nettutviklingsplanen er en av Statnetts viktigste plattformer for å kommunisere våre planer for nettutviklingen i Norge fremover. En oppdatert versjon blir publisert hvert annet år.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-og-ksu/statnett-nettutviklingsplan-2019.pdf>



Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm 2019

Elektrifisering er grunnleggende for å få til reduksjoner i norske klimagassutslipp. Analysen viser hva en omfattende elektrifisering av Norge vil innebære i økt kraftforbruk.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/et-elektrisk-norge--fra-fossilt-til-strom.pdf>



Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018-2040

Fleksibilitet er et tema som går igjen i mange av rapportene våre. Det er hovedtemaet i denne rapporten som ser på behov og potensial for fleksibilitet i Norden.

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
E-post: firmapost@statnett.no
Nettside: www.statnett.no

Statnett