

Statnett 

Langsiktig Markedsanalyse

Norge, Norden og Europa 2024-2050



Februar 2025

Rapporten er første gang publisert 3. februar 2025

Forord

Statnett utarbeider en langsiktig markedsanalyse (LMA) hvert andre år. Analysen drøfter og tallfester utviklingstrekk og usikkerheter i det europeiske markedet og hvordan dette spiller sammen med utviklingen av forbruk, produksjon og kraftpriser i Norge. Målet med analysen er å dokumentere forutsetninger og gi et underlag for videre analyser av blant annet nettbehov, driftsutfordringer og samfunnsøkonomisk nytte av nettførsterkninger. Vi bruker scenarioene og de ulike modelldatasettene fra LMA som startpunkt i mange modellbaserte analyser. LMA gir også viktig input til arbeidet med Systemutviklingsplanen (SUP) som kommer høsten 2025.

Rapporten utfyller den tidligere publiserte rapporten *Kortsiktig markedsanalyse (KMA 2024-29)*, og gjøres offentlig for å gi andre innsyn i vår tenkning og for å få tilbakemeldinger fra interessenter i det norske kraftsystemet.

Analysen er utarbeidet av Julie Larsen Gunnerød, Rolf Korneliussen, Erlend Østensen, Eirik Tømte Bøhnsdalen, Georg Julian Devik, Sofie Morud Vågen, Einar Våge Hetland, Katrine Hildre Storaker med bidrag fra flere andre i Statnett.

Gunnar G. Løvås

Anders Kringstad

Konserndirektør Kraftsystem og Marked

Direktør Markedsanalyse

Februar 2025

Alle fremtidige priser og utbyggingskostnader i rapporten er reelle 2024-tall.

Våre tall for teknologikostnader, brenselspriser og CO₂-pris bygger på ulike kilder med noe ulik inflasjonsforventning.

Sammendrag

Det europeiske og norske kraftmarkedet er i sterk endring med stadig mer sol- og vindkraft, mange utbyggingsprosjekter og mer varierende kraftpriser. De neste 25 årene vil omstillingen til utslippsfri energi fortsatt gi store endringer. Samtidig er det mye usikkerhet, blant annet drevet av økt konkurranse fra Kina og USA, politisk usikkerhet og fortsatt høye kostnader for viktige teknologier. Følgende fem faktorer ved utviklingen er særlig sentrale for Norge og Statnetts ansvar:

- Utbyggingen av sol- og vindkraft fortsetter i alle scenarier
- Det bygges for lite fleksibilitet til å jevne ut fornybarproduksjonen
- Europeiske kraftpriser fortsetter å variere mye time for time, kanskje helt til 2050
- Norsk forbruk kan øke mye – industriell konkurranse og lite ny produksjon kan dempe veksten
- Kraftprisene i Norge blir gradvis mer like i snitt – internt og med naboland

Analysen bekrefter behovet for Statnetts planlagte nettførsterkninger. Dette gjelder særlig de som øker overføringskapasiteten mellom regioner i Norge. I tillegg viser analysen store prisforskjeller og høy nytte av utvekslingen med andre land helt til 2050, selv om nettoeksporten blir mindre.

Vi må se utviklingen i Norge i samspill med den europeiske markedsutviklingen

Utviklingen av kraftpriser og kraftflyt i Norge påvirkes både av forbruk og produksjon i Norge, og av hvordan markedet og systemet ellers i Norden og Europa utvikler seg. I tillegg har utviklingen i Europa mye å si for teknologikostnader og utviklingen i norsk industri og næringsvirksomhet. Statnett analyserer derfor det norske og europeiske markedet, for blant annet å klargjøre nettbehov og mulige utfordringer i systemdriften. For å gi et utfallsrom bruker vi et fast sett av scenarier:

- Tre scenarier for markedsutviklingen i Europa og Norge: Lavpris, Basis og Høypris.
- Tre scenarier for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge: Lav, Medium og Høy.

I scenarioene Basis og Lavpris faller teknologikostnadene slik at det blir lavere og jevnere kraftpriser. Dermed kommer man også nært målene om netto nullutslipp innen energi til 2050. Scenarioet Høypris viser en utvikling der høyere teknologikostnader gir høyere og mer variable kraftpriser, og der målene om nullutslipp i mindre grad blir oppnådd. Her blir også industrien i større grad utkonkurrert.

Europa – energiomstilling, sikkerhet og fokus på kostnader preger energipolitikken

Krig, geopolitisk rivalisering og utsikter til handelskrig gir økt usikkerhet og vil trolig påvirke mål og tiltak innen energi, klima og industripolitikken. Samtidig vil dette trolig forsterke overgangen til utslippsfri energi. De europeiske landene er ikke i nærheten av å kunne dekke energibehovet med egenprodusert fossil energi til konkurransedyktige kostnader. Hensynet til sikkerhet og konkurransevne er derfor en sentral del begrunnelsen for utbyggingen av sol-, vind- og kjernekraft, siden dette både gir lavere kraftpriser og økt selvforsyningsgrad av energi. Større vekt på sikkerhet og konkurranse vil trolig også resultere i flere tiltak for å opprettholde og utvikle industrien. Det er også sannsynlig at det blir mindre detaljerte reguleringer i EU. Samtidig kan økt fokus på kostnader forsinke omstillingen der kostnadene er høyest.

EU-landene har vedtatt en rekke delmål, strategier og virkemidler for å nå målet om 55 % reduksjon i klimagassutslippene til 2030. For å sikre en utvikling i tråd med målet om klimanøytralitet innen 2050 har EU-kommisjonen foreløpig foreslått et mål om 90 % utslippskutt til 2040. Dette er en sentral drivkraft for høye CO₂-priser, mer utslippsfri kraftproduksjon og økt forbruk gjennom elektrifisering.

Kvotemarkedet (EU ETS) sikrer at utslippene går ned i henhold til vedtatte mål. I tillegg bidrar inntektene fra salg av kvoter til å finansiere støtte til fornybar produksjon, energieffektivisering, og

hydrogen. Med dagens regler og et mål om 90 % utslippskutt vil det trolig bli høyere kvotepriser enn i dag utover på 2030-tallet. Dette har stor betydning for kraftprisene – særlig de første femten årene.

Evnen og viljen til å gjennomføre energiomstillingen vil være størst der teknologiene er modne, og der man lykkes med å få ned kostnadene. Vi forutsetter at EU og nasjonale myndigheter gir støtte til investeringer i teknologier som i dag har høye kostnader. Fra rundt 2040 forutsetter vi mindre støtte, enten fordi kostnadene og behovet reduseres eller fordi man ikke lykkes og senker ambisjonene. Så er det mulig at større politiske endringer kan gi utsatte klimamål, mindre støtte til fornybarutbygging og at kvotemarkedet eventuelt fjernes. Dette vil i så fall ha stor betydning for markedet og kraftprisene.

Teknologikostnader og global omstilling påvirker utviklingen i Europa

Eksterne prognoser viser at kostnadene for utslippsfri produksjon, energilagring og ulike former for fleksibilitet vil fortsette å gå ned. Dette forsterker omstillingen og gir generelt lavere kraftpriser over tid. For havvind, elektrolyseanlegg og kjernekraft, er imidlertid økonomisk støtte en forutsetning for at det skal bygges store nok volumer, slik at læring og standardisering kan redusere kostnadene.

Energiomstillingen globalt går stadig raskere, særlig innen utbyggingen av utslippsfri kraftproduksjon. Kina leder an ved å bygge ut mye mer utslippsfri energi enn alle andre, og som dominerende produsent av solcellepaneler, vindkraftturbiner, varmpumper, elektrolyseanlegg, batterier og elbiler. Dette gir lavere teknologikostnader og forsterker omstillingen i Europa. Den industrielle konkurransen gir imidlertid økt usikkerhet om energiforbruket til europeisk industri.

Presidentskiftet i USA vil trolig innebære en politisk satsning på produksjon og bruk av fossil energi. Mest sannsynlig vil dette også bremse utviklingen og produksjonen av elbiler, hydrogen og fornybar kraftproduksjon i USA. Dette kan både styrke og bremse omstillingen i Europa.

Kraftproduksjonen i Europa blir tilnærmet utslippsfri – de siste utslippskuttene er mer usikre

Fornybar utgjør allerede i underkant av 50 % av kraftproduksjonen i Europa, og videre til 2050 er det bred enighet om at produksjonsveksten i hovedsak kommer fra sol- og vindkraft. Så er det en viss usikkerhet om nullpriser og lav lønnsomhet kan bremse utbyggingen de første årene. Det er imidlertid ingen tvil om at det uansett vil bygges ut mye mer vind og solkraft. Sammen med kjernekraften gir dette en tilnærmet utslippsfri kraftproduksjon utover på 2030-tallet.

Utfasing av kullkraft og økt forbruk gir underskudd på effekt i timer med lite sol- og vindkraft. Dette gir et behov for å bygge ut ny regulerbar effekt. Batterier og mer fleksibelt forbruk vil bidra, men det må bygges regulerbare kraftverk. Mange av disse vil imidlertid ha lav og usikker lønnsomhet. De fleste land har derfor støtteordninger for å sikre nok kapasitet. Det er likevel en risiko for at utbyggingen går for sakte. Dette kan gi en overgangsperiode med ekstra stramme effektbalanser og høye pristopper.

Kjernekraft gir både utslippsfri energi og effekt, med lite arealinngrep. Ulempene er høye og usikre kostnader, lange ledetider og at konkurransen fra sol- og vindkraft i praksis reduserer brukstiden. Investeringer i kjernekraft skjer derfor i land som støtter dette økonomisk. I Basis har vi lagt til grunn at dagens kapasitet blir opprettholdt. Hvis kostnadene går ned kan det bli en høyere utbygging fra 2035-40. Våre modellsimuleringer viser imidlertid at mer kjernekraft vil ha lite å si for kraftprisene.

Europas kraftforbruk vil øke – men mindre enn ventet de første årene

Det er bred enighet om at overgangen fra fossil til utslippsfri energibruk, flere datasenter og ny industri, vil gi økt kraftforbruk i Europa i årene fremover. Samtidig er det nå en klar trend at elektrifiseringen går saktere enn antatt. I tillegg har det blitt mer usikkert om industrien vil klare seg i konkurransen med Kina og USA. I sum gir dette et stort utfallsrom for forbruksutviklingen.

Produksjon og bruk av grønt hydrogen vil være sentralt for å kutte utslipp innen deler av industri og transportsektoren. Fleksibel hydrogenproduksjon der man kun produserer når kraftprisene er lave kan i tillegg gi store mengder fleksibilitet til kraftmarkedet. Utviklingen innen bruk og produksjon av hydrogen er samtidig en av de mest sentrale usikkerhetsfaktorene for kraftprisene, klimamålene og industrien. Utfordringen er at elektrolyseanleggene koster for mye, og at lager og infrastruktur mangler. Dermed blir prisen på hydrogenet for høy for forbrukerne, og mange prosjekter er utsatt. Med økonomisk støtte og teknologisk utvikling kan det fortsatt gå, men det kan også stoppe opp.

I Basis forutsetter vi at det samlede forbruket øker til nesten det dobbelte av dagens nivå til 2050, men at veksten er relativt moderat fram til 2040. I Lavpris er veksten ytterligere forsterket drevet av enda lavere kostnader og økt konkurransekraft. I Høypris er forbruksveksten vesentlig lavere som følge av høyere kostnader, mindre hydrogenproduksjon og utflagging av tungindustri til andre deler av verden.

Stor vekst innen fleksibilitet – men for lite til å fange opp all fornybar produksjon

Det blir etter hvert et stort behov for fleksibilitet og energilagring som kan utnytte det potensielle overskuddet når det er mye sol og vind. Deler av dette vil dekkes av batterier, som nå bygges ut i høyt tempo. Mer fleksibel bruk av elkjeler som bruker mest kraft når prisene er lave, investeringer i pumpekraft og mer nettkapasitet vil også bidra. Men det er først med fleksibel hydrogenproduksjon at det vil være mulig å bygge ut et volum som er stort nok til å få utnyttet det meste av den varierende sol- og vindkraftproduksjonen. Hvorvidt dette skjer er imidlertid usikkert, og det vil uansett tidligst kunne skje om 10-15 år, hvis kostnadene for elektrolyseanleggene og hydrogenlager reduseres.

I lys av dette er veksten innen energilagring og fleksibilitet mye lavere enn veksten i sol- og vindkraft til og med 2040 i Basis. Dette bidrar til mye nullpriser og tap av energi i denne perioden. Lengre ut i tid forutsetter vi at lavere teknologikostnader gir mer lagring og fleksibilitet, men dette er usikkert.

Gradvis lavere og mer like snittpriser i hele Europa, men høy kortsiktig prisvariasjon

På kontinentet og i Storbritannia reduseres de gjennomsnittlige kraftprisene i Basis fra dagens nivå på rundt 80-85 €/MWh til rundt 65 €/MWh i 2030, og videre til rundt 50 €/MWh i 2050. Lavere kostnader for fornybar og fleksibilitet er hovedårsaken til at prisene går ned. Snittprisene blir også mer like i de ulike europeiske landene, mye drevet av at kraftsystemene blir mer like over tid.

Frem mot 2040 gir lavere vekst i forbruk og fleksibilitet enn i vind og solkraft at det blir nullpriser i en stor andel av tiden. Samtidig gir høy CO₂-pris relativt høye kraftpriser når gasskraft er prissettende. I sum gir dette en høy kortsiktig prisvariasjon. Videre til 2050 gir enda mer fornybar, og mer og billigere fleksibilitet, gradvis mer jevne kraftpriser. Prisvariasjonen holder seg imidlertid høyere enn historisk.

Scenarioene Høypris og Lavpris, gir et utfallsrom for snittprisene på kontinentet fra 40 til 70 €/MWh i 2040/50. I Høypris er prisvariasjonen høyere mens det motsatte er tilfelle i Lavpris. Større politiske endringer kan gi enda større utslag. Eksempelvis viser simuleringene våre at en tenkt nedleggelse av kvotemarkedet med null i CO₂-pris vil halvere de kontinentale kraftprisene i 2035 i Basis. Lengre ut i tid gir mindre gasskraft en mer dempet effekt. Et slikt scenario vil bremse hele energiomstillingen.

Norge – veksten i forbruket vil være avhengig av mer produksjon

Elektrifisering og økt aktivitet innen industri og datasentre er sterke drivkrefter for økt kraftforbruk i Norge. Vi legger vi til grunn at Norge beholder målet om å bli et lavutslippssamfunn, og sammen med mange forbruksplaner gir dette et potensial for høy vekst i det norske forbruket. Veksten forutsetter imidlertid at det er lave nok kraftpriser. Uten annen ny norsk kraftproduksjon enn det som nå er under utvikling vil høye kraftpriser i praksis begrense forbruksveksten til anslagsvis 25-30 TWh.

De tre hovedscenariene for norsk forbruk og produksjon gir en økning i forbruket fra 140 TWh i dag til mellom 180 og 260 TWh i 2050. I Lav gir mye ENØK og lite ny produksjon lavere etterspørsel. I Høy gir mye ny produksjon grunnlag for en høy industrivekst. Sammenlignet med forrige analyse er mer av veksten forskjøvet til etter 2040. Dette gjelder særlig i Høy som krever mye ny produksjon.

Vi legger til grunn en balansert vekst i forbruk og produksjon i alle hovedscenariene. Et varig større underskudd på den norske energibalansen er lite sannsynlig da dette vil gi høye kraftpriser og dermed mindre ny industri. Tilsvarende vil et større overskudd raskt bli utlignet av mer forbruk. Samtidig er det sannsynlig at ny industri kan utkonkurrere eksisterende – hvis det ikke kommer nok ny produksjon.

Kraftprisene internt i Norge blir trolig mer like

I analysen gir markedsutviklingen følgende fire hovedtrekk for kraftprisene i Norge:

- De gjennomsnittlige prisene i hvert prisområde blir likere
- Prisene holder seg lavere enn på kontinentet og i UK i snitt, men et tørrår kan gi høyere priser
- Det blir fortsatt stor sesongvariasjon – med lavere priser på sommeren og høyere om vinteren
- Prisene varierer mye mellom dager og uker, men mye mindre enn i andre land

De to viktigste faktorene for norske kraftpriser i snitt over tid, er prisene i våre naboland og energibalansen i Norge. Dette gir snittpriser på 50-55 €/MWh i Basis i alle norske prisområder fra 2040 og utover, med et utfallsrom på 35-70€/MWh. Utjevningen av snittprisene mellom de norske prisområdene skyldes mindre overskudd på energibalansen nord i Sverige og i Norge, og nettførsterkninger i Norge og Sverige. Hvis veksten i forbruket blir lavere eller nettutbyggingen forsinkes vil dagens forskjeller vare lengre.

Modellsimuleringene viser at forskjellene i kraftprisene mellom sommer og vinter forsterker seg. En konsekvens av dette er at regulert vannkraft med magasin oppnår tilnærmet dobbelt så høye priser som solkraft gjennom hele analyseperioden.

Med kraftprisene i Basis og en norsk energibalanse rundt null viser våre beregninger at vindkraft på land kan bygges ut uten støtte i Norge. Solkraft og bunnfast havvind har svak beregnet lønnsomhet hvis utbyggingen skal være basert på kraftsalg alene. Uten store kostnadsreduksjoner vil en eventuell utbygging av kjernekraft i Norge trolig gi behov for økonomisk støtte med kraftprisene i Basis.

Perioder med stram effektbalanse vil gi flere høye pristopper – også i Norge

I Medium øker det maksimale norske effektforbruket med omtrent 6 GW til 2035. I analysen forutsetter vi at det bygges ut 5 GW mer effekt i eksisterende regulert vannkraft frem mot 2050. Uten disse usikre investeringene i ny effekt vil Norge få negativ effektbalanse innen få år.

Selv om Norge har en positiv effektbalanse, vil det trolig bli flere timer med høye pristopper i Norge, slik vi opplevde 12 desember 2024. Dette skyldes at det i perioder ikke er nok effekt i vannkraften til å dekke det norske forbruket og samtidig ha full eksport. Med økt forbruk i Norge vil dette skje mer hyppig enn i dag. Og her kan forsinkelser i utbygging av regulerbare kraftverk både på kontinentet og i våre nordiske naboland gi en periode med ekstra høye pristopper det neste tiåret.

Stort behov for planlagt nett i Norge – og høy nytte av utvekslingen med andre land

Vi har i dag store prisforskjeller og et tydelig behov for planlagte nettførsterkninger i Norge. Markedsutviklingen framover forsterker nettbehovet. Mer varierende priser og produksjon gir høy og varierende flyt i mye av nettet. I tillegg kan høy vekst i forbruk og produksjon gi ytterligere behov.

Mye fleksibel vannkraft gir vesentlig lavere kortsiktig prisvariasjon i Norge enn ellers i Europa. Svingninger i tilsiget gir samtidig store variasjoner i prisene mellom våte og tørre perioder. Sammen

med en høy kortsiktig prisvariasjon i våre naboland gir dette store prisforskjeller time for time i gjennomsnitt mellom Norge og utlandet helt til 2050 i våre markedsscenarioer. Nyttene av kraftutvekslingen med utlandet holder seg derfor på et historisk høyt nivå, selv om dagens nettoeksport reduseres ned mot rundt null. Prisforskjellene time for time gir høye flaskehalsinntekter. I tillegg vil Norge over tid tjene mye på å eksportere mer til høyere kraftpriser samtidig som vi også importerer større volumer til lavere priser. Grunnen er at regulerbar vannkraft skrur av produksjon i timer med import og relativt lave priser og flytter produksjonen til timer med høyere pris der Norge normalt sett eksporterer.

Inntektene fra kraftutvekslingen med utlandet vil variere med norsk energibalanse, utenlandske priser og på tvers av værår. I Basis er nåverdien av Norges samlede, gjennomsnittlige inntekter fra kraftutveksling med utlandet rundt 210 mrd. NOK fram til 2050. Utfallsrommet er på rundt 180 til 300 mrd. NOK avhengig av utenlandsk kraftpris og variasjoner i været. Av dette utgjør flaskehalsinntektene for utveksling med utlandet rundt 125 mrd. NOK i nåverdi i Basis, med utfallsrom på 110-140 mrd. NOK¹.

¹ Vi har benyttet 4 % rente i nåverdiregningen. Beregningen tar utgangspunkt i de årlige inntektene, som snitt av 29 værår. Da vi ikke modellerer alle år mot 2050 har vi lineært interpolert mellom årene 2030, 2035, 2040 og 2050.

Innhold

	Forord	3
	Sammendrag	4
	Innhold	9
1	Hvorfor vi lager langsiktige markedsanalyser i Statnett	10
2	Oversikt over våre scenarioer	11
3	Det europeiske kraftsystemet - hovedtrekk og forutsetninger	13
4	Hovedbildet og utfallsrom for prisene i Europa	29
5	Europa – lønnsomhet, pristopper og sensitiviteter	33
6	Utvikling av forbruk, produksjon og nett i Norge og Norden	41
7	Norge – kraftpriser og prisvariasjon	54
8	Lønnsomhet av ny norsk og nordisk produksjon og forbruk	66
9	Nettbehov i Norge og nytte av utveksling med naboland	71
Vedlegg:		
V1	Metode og grunnleggende forutsetninger	76
V2	Andre relevante rapporter fra Statnett	79

1 Hvorfor vi lager langsiktige markedsanalyser i Statnett

Statnetts langsiktige markedsanalyser (LMA) dekker det europeiske markedet og ser på utviklingen av og samspillet mellom produksjon, forbruk, batterier, hydrogenproduksjon, nett, CO₂-utslipp og kraftpriser. Vi lager en ny utgave hvert andre år og analysen består av flere likeverdige elementer:

- Forstå og tallfeste langsiktig utvikling av kraftsystemet – og klargjøre relevant usikkerhet
- Dokumentere forutsetninger for det vi vurderer som den mest sannsynlige utviklingen
- Lage modelldatasett til analyser av nettbehov og samfunnsøkonomisk nytte av forsterkninger
- Gi en prognose for forventet kraftpris og et utfallsrom for denne for Norge, Norden og Europa
- Bidra til å klargjøre og svare ut ulike temaer som er særlig relevante for Statnett

LMA gir viktig innsikt og flere delsvaer i seg selv. Vi drøfter og tallfester markedsutviklingen i det europeiske markedet, og hvordan dette spiller sammen med og påvirker utviklingen av forbruk, produksjon og kraftpriser i Norge. Hovedpoenget med analysen er imidlertid å dokumentere forutsetninger, og gi et underlag og utgangspunkt for mer spesifikke analyser av nettbehov, samfunnsøkonomiske nyttevirkninger av nettfosterkninger, driftsutfordringer og andre markedsmessige forhold.

Vi bruker scenarioene og datasettene fra LMA som startpunkt i mange ulike modellbaserte analyser. I disse mer spesifikke analysene simulerer vi et stort antall sensitiviteter og regionale scenarioer tilpasset den aktuelle problemstillingen.

For Statnett 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. Det er 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 verken tilstrekkelig forståelse for markedsutviklingen, eller 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. Vi henter mye data og forutsetninger fra ENTSO-E og det nordiske plansamarbeidet, men mye av poenget er å komplettere dette, samt ivareta det norske perspektivet.

LMA-rapporten utfyller rapporten "Kortsiktig markedsanalyse (KMA 2024-29)"². Vi publiserer disse rapportene for å gjøre det lettere for andre å få innsikt i våre forutsetninger og begrunnelsen for disse.

² Statnett (2024) [Kortsiktige markedsanalyse 2024-2029](#)

2 Oversikt over våre scenarier

Statnetts markedsanalyser har et fast sett av hovedscenarier. Disse er utformet for å gi et relevant utfallsrom og utgangspunkt for videre analyser knyttet til Statnetts ansvarsområder:

- Tre scenarier for markeds- og prisutviklingen samlet i Europa og Norge: Basis, Høypris og Lavpris - hvor Basis er vår forventning.
- Tre scenarier for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge: Lav, Medium og Høy

Scenariene tallfestes gjennom konsistente modelldatasett for utvalgte analyseår gjennom analyseperioden. I årets analyse har vi årlige datasett fra 2024 til 2029 (KMA) og deretter for årene 2030, 2035, 2040 og 2050. Vi utdyper mer om metode i vedlegg 1.

2.1 Basis – hovedscenario for markedsutviklingen

Basisscenarioet beskriver det vi anser som den mest realistiske utviklingsbanen av systemet og kraftprisene fra nå og frem til 2050. Scenarioet er ment å beskrive en hovedretning og må derfor ikke tolkes som noen eksakt prognose. Modellresultatene belyser og forklarer viktige sammenhenger og sikrer at vi i større grad har konsistente forutsetninger – men gir ingen fasit.

2.2 Høypris og Lavpris er alternative markedsscenarier som gir et utfallsrom i kraftpriser

For å kvantifisere usikkerheten i fremtidige kraftpriser har vi de to alternative markedsscenariene Høypris og Lavpris. Dette er scenarier der vi med utgangspunkt i Basis justerer på flere usikre faktorer som trekker kraftprisene henholdsvis opp og ned. Begge har utslippskutt og høy fornybarvekst.

	Brenselspriser	CO ₂ -pris	Teknologi-kostnader	Volum kraftsystem
Basis	20 €/MWh (gass)	190 €/tonn	Nesten halvering	Nesten doubling
Høypris	Høyere	Høyere tom. 2040	Høyere	Mindre
Lavpris	Lavere	Lavere	Lavere	Større

Tabell 1: Oversikt over utfallsrom i våre markedsscenarier for Europa 2050 hvor Høypris og Lavpris er vist relativt til Basis.

Høypris: Prisene på CO₂ og gass er høyere enn i Basis. I tillegg har scenarioet høyere kostnader for både fornybar og fleksibilitet. Produksjonskostnadene og prisen for hydrogen er også høyere, og Europa får ikke ned kostnaden knyttet til å lagre hydrogen. Den grønne hydrogenproduksjon utgjør et lavt volum, er ufleksibel og med høy brukstid. I dette scenarioet blir mer av industrien i Europa utkonkurrert av tilsvarende industri i Kina, USA og andre områder med billigere utslippsfri energi og hydrogen. Samlet forbruk og kraftproduksjon er dermed lavere i Høypris enn i Basis. Mindre og dyrere fleksibilitet gir mer spill av sol- og vindkraft enn i Basis. I dette scenarioet forbrenner toppplastverkene gass, da det er lite grønt hydrogen tilgjengelig og hydrogenprisen er høy. I sum er det både høyere snittpris, mer nullpriser og større prisvariasjon i Høypris, enn i Basis.

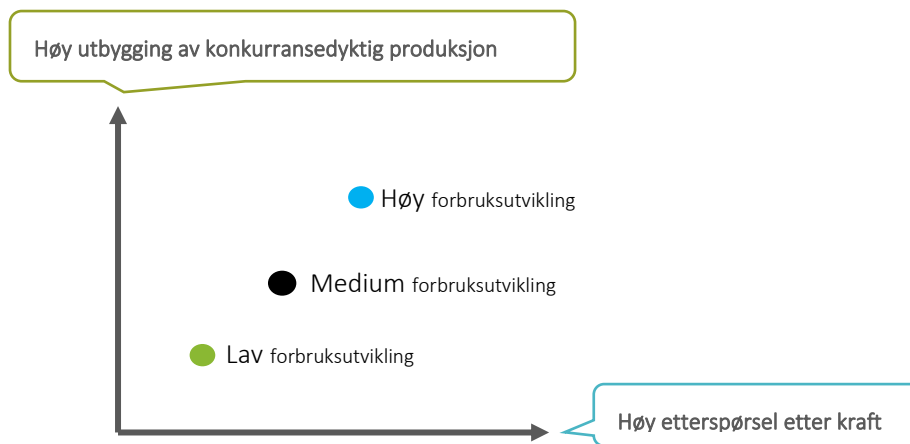
Lavpris: Gass- og CO₂-prisen er lavere enn i Basis. Det gjelder også de samlede enhetskostnadene for ny produksjon og fleksibilitet. I tillegg er det mer økonomisk støtte utenfor markedet i form av blant annet utbetalinger gjennom eksempelvis CFD-kontrakter. I dette scenarioet lykkes Europa mer med å sikre konkurransekraften, blant annet ved å få bygget ut mer fornybar til lavere kostnader og ha en

konkurransedyktig produksjon av hydrogen med lagring i stor skala. I Lavpris er det både lavere snittpriser, mindre nullpriser og mindre prisvariasjon, enn i Basis.

De alternative markeds- og prisscenarioene er laget for å kunne illustrere vedvarende høyere og lavere prisbaner. Vi understreker at prisene vil svinge mye både over kortere og lengre tidsrom gjennom hele analyseperioden i alle scenarier. Og utfallsrommet for pris over kortere tidsrom er mye større enn det som kommer fram i snittprisene i de to prisscenarioene.

2.3 Vi har tre forbruks- og produksjonsscenarier for Norge

Det vil bli økt forbruk og produksjon i Norge til 2050, men det er et stort utfallsrom for hvor stor veksten blir. Vi har derfor tre forbruks- og produksjonsscenarier for utviklingen i Norge – Lav, Medium og Høy. Felles for scenarioene om volumveksten i Norge er at det er rimelig balanse over tid mellom veksten i forbruk og produksjon, og at den norske energibalansen på sikt blir rundt null.



Figur 1: Prinsippskisse for driverne for våre forbruksscenario Lav, Medium og Høy

Hensikten med scenarioene er å drøfte utviklingen og utfallsrommet for produksjon og forbruk i Norge i lys av markedsutviklingen ellers i Europa. Fordi Statnett må planlegge og forholde seg til flere ulike scenarier for hvordan nettbehovet utvikler seg, er vi tydelige på at ingen av disse scenarioene representerer vår forventning.

Når vi skal vise utfallsrommet for norske gjennomsnittlige kraftpriser ser vi på scenarier med en markeds og prisutvikling utenfor Norge slik vi har Høypris og Lavpris – *kombinert* med et moderat utfallsrom på pluss og minus 10 TWh i den norske gjennomsnittlige energibalansen med utgangspunkt i Medium.

3 Det europeiske kraftsystemet - hovedtrekk og forutsetninger

3.1 Mye usikkerhet i Europa – men klar retning for kraftsystemet

Krig, geopolitisk rivalisering og utsiktene til endret politisk retning i USA gir mye usikkerhet for hele den europeiske samfunnsutviklingen. Dette påvirker også utviklingen av energi- og industrisektoren. Prosessen med å erstatte fossil energi med utslippsfri energi fortsetter, men blir nå i større grad begrunnet i mål om økt konkurransekraft og økt uavhengighet gjennom å være selvforsynt med energi. Selv om det er usikkerhet om hvor fort omstillingen skjer, om man kommer helt i mål og graden av energieffektivisering og industrialisering, gir dette en klar retning og tydelige utviklingstrekk for kraftsektoren:

- Kraftproduksjonen blir raskt i stor grad utslippsfri
- Kraftsektoren blir større gjennom elektrifisering
- Kraftprisene blir mer påvirket av forbruk, lagring og teknologikostnader

Energiomstillingen drives fram av flere faktorer i samspill. De viktigste er politiske mål og tiltak, og bedre og billigere teknologier for produksjon og bruk av utslippsfri energi. I tillegg forsterkes utviklingen i Europa av en mye raskere omstilling globalt, og særlig i Kina. I de fleste eksterne analyser og prognoser er det derfor konsensus om at energiomstillingen vil fortsette i nærmest alle scenarier.

Samtidig er det mange faktorer som gir usikkerhet i tempoet på deler av omstillingen, hvor mye som blir elektrifisert og kostnadsutviklingen – særlig innen hydrogen, havvind og kjernekraft. Det er også mye usikkerhet knyttet til utviklingen av industrien i Europa. Både EU og nasjonale myndigheter vil måtte balansere klimamålene opp mot hvordan kostnadene utvikler seg, behovet for økt konkurransekraft med Kina og USA, og behovet for å bevare en bred folkelig aksept. I sum gir dette et betydelig utfallsrom for utviklingen av det samlede energisystemet. Det er fortsatt gode muligheter for å komme nært målet om netto null utslipp i 2050. Samtidig er det også gode muligheter for at dette tar en del lengre tid. Men hovedretningen er tydelig – særlig for kraftsektoren.

3.2 Politiske mål og virkemidler er sentral drivkraft for markedsutviklingen i Europa

Mål om sikkerhet, konkurransevne og klimanøytralitet gir klar retning, men veies mot kostnader

Hensynet til sikkerhet og konkurransevne er i ferd med å få en vesentlig større prioritet i energipolitikken enn tidligere, både på EU-nivå og nasjonalt. Dette skyldes blant annet krigen i Ukraina, økt geopolitisk rivalisering og en sterkere industriell og økonomisk konkurranse fra Kina og USA. Mer vekt på sikkerhet og konkurransevne, vil trolig bidra til å forsterke mål og tiltak for å bygge ut utslippsfri sol-, vind- og kjernekraft, siden dette både gir lavere kraftpriser og økt selvforsyningsgrad av energi. EU, og de enkelte medlemslandene, er også i ferd med å utforme ulike tiltak for å opprettholde og utvikle industrien – blant annet gjennom Green Deal Industrial Plan. Fokus på kostnader og konkurransekraft kan imidlertid også forsinke de delene av omstillingen som koster mest.

EU-landene har vedtatt bindende mål om å redusere de samlede klimagassutslippene med 55 % til 2030³. I tillegg er det de siste årene vedtatt en rekke delmål, strategier og virkemidler for å nå dette målet, både på EU-nivå og nasjonalt i de ulike landene. Dette handler blant annet om tiltak for energisparing, innstramminger i kvotemarkedet og ulike krav og støtteordninger. Det er også vedtatt at minst 42,5 % av den samlede energibruken på EU-nivå skal være basert på fornybar energi innen 2030. Ifølge nasjonale energi- og klimaplaner, som hvert medlemsland er pålagt å utarbeide, innebærer dette en fornybarandel i kraftsektoren på 72 % i 2030, opp fra ca. 50 % i 2024⁴. Prognoser

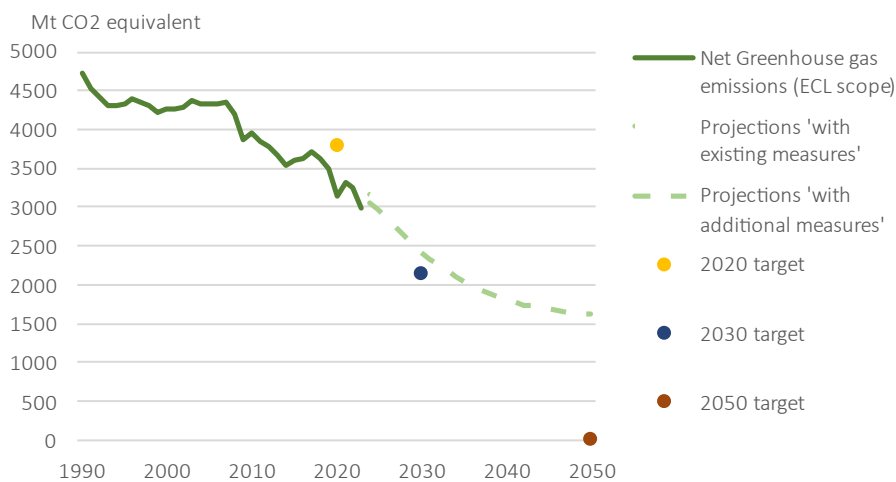
³ Sammenlignet med utslippene slik de var i referanseåret 1990

⁴ [Ember Renewable Power Sector Targets 2030](#)

fra EU-kommisjonen og andre tilsier at EU-landene trolig kommer nærme både utslipps- og fornybarmålene for 2030, selv om de trolig ikke nås fullt ut⁵. Vedtatte virkemidler og strategier for å nå 2030-målene, vil samtidig bidra til ytterligere utslippskutt videre mot 2050.

EU har gjennom klimaloven og European Green Deal et bindene mål om å oppnå klimanøytralitet i 2050, og for å sikre en utvikling i tråd med dette er det nå satt i gang en prosess med å konkretisere delmål for 2040. Her har EU-kommisjonen foreløpig foreslått et mål om 90 % utslippskutt. Avhengig av hvordan utviklingen går, kan dette gi ytterligere tiltak utover de som er vedtatt for å nå 2030-målene.

Nasjonale myndigheter i medlemslandene har i all hovedsak vedtatt mål og virkemidler som bygger opp om målene satt for EU samlet. Storbritannia har en tilsvarende pakke av mål, regler og tiltak med omtrent samme ambisjonsnivå som EU.



Figur 2: De totale CO₂-utslippene til EU - historisk, mål og ulike baner. Kilde: [European Environment Agency 2024](#)

Ambisjonsnivået og viljen til å gjøre det som kreves for å nå målene i energi, klima og industripolitikken vil henge sammen med utviklingen i kostnader, teknologier, folkelig støtte og utviklingen globalt. Evnen og viljen til å gjennomføre energiomstillingen vil være størst der teknologiene er modne, og man lykkes med å få ned kostnadene. På flere områder er det allerede utviklet modne teknologier med lave nok kostnader til at energiomstillingen er konkurransedyktig, lønnsom og dermed i større grad selvgående. Dette gjelder særlig innen overgangen til utslippsfri kraftproduksjon og innen elektrifisering av veitransport og varmesektoren. Her vil politiske mål og tiltak først og fremst være viktig for å bidra til et høyt nok omstillingstempo. På områder som utviklingen av hydrogen som energibærer, fleksibilitet og energilagring, kjernekraft og utslippsreduksjoner der det ikke er mulig med direkte elektrifisering, er det imidlertid fortsatt behov for politisk drahjelp til å utvikle teknologier, bygge infrastruktur og få ned kostnadene. Her settes det inn store ressurser både på EU-nivå og fra nasjonale myndigheter i de ulike europeiske landene. Samtidig er det på disse områdene større usikkerhet om tempoet og i hvilken grad de politiske målene blir nådd til 2050.

Hvis det blir en større politisk endring, kan dette etter hvert både gi mindre støtte og tillatelser til fornybarutbygging, og en reversering av klimamål. Det kan også være aktuelt å fjerne eller redusere kvotemarkedet, men det er imidlertid per i dag et lite sannsynlig scenario.

Vi forventer og legger til grunn i alle våre tre hovedscenarier at vedtatte politiske mål og virkemidler vil være en sterk drivkraft for utviklingen av det europeiske energi og kraftsystemet til 2050, og at mål

⁵ [Ember National Targes Towards REPowerEU](#)

og tiltak utvikles videre utover i tid. I scenarioene Basis og Lavpris legger vi til grunn at det blir tilstrekkelig lave teknologikostnader til at man klarer å komme nært målene om netto nullutslipp innen energi, industri og transport til 2050. I Lavpris gir ekstra lave teknologikostnader en ytterligere forbedring av europeisk konkurransekraft og her antar vi derfor at industriforbruket blir større enn i Basis. Scenarioet Høypris illustrerer en utvikling der teknologikostnadene i Europa er høyere enn i Basis og Lavpris, både for ny produksjon og innen fleksibel hydrogenproduksjon. I dette scenarioet oppnår de europeiske landene i mindre grad målene om nullutslipp til 2050 – og industrien blir også mindre.

Kvotemarkedet er et sentralt virkemiddel for omstillingen – sammen med andre tiltak

Kvotemarkedet (ETS) er et sentralt virkemiddel for å sikre at utslippene går ned som vedtatt og at dette skjer på en markedsbasert måte – i samspill med ulike krav og støtteordninger. Kvotemarkedets rolle i omstillingen forsterkes av at inntektene fra kvotemarkedet også har blitt en viktig kilde til å finansiere omstillingen til utslippsfri energi. Inntekter fra salg av kvoter brukes blant annet til å gi økonomisk støtte til fornybar produksjon, energieffektivisering og hydrogenproduksjon.

EU har vedtatt et mål om 62 % utslippskutt innen EU ETS til 2030, og større årlige reduksjoner i kvotetaket skal blant annet sikre at dette målet blir nådd. Storbritannia har et tilsvarende kvotemarked, med mål om 81 % reduksjon til 2035. Hvordan markedet vil utvikle seg videre til 2040-50 er mer usikkert, men mye tyder på at det fortsatt blir et sentralt virkemiddel. Med den årlige reduksjonen i kvotetaket som nå er vedtatt, vil det med dagens regler bli tomt for kvoter rundt 2040⁶. Her blir det mest sannsynlig nye vedtak og justeringer før vi kommer så langt. Men i lys av at EU-kommisjonen ligger an til å foreslå 90 % utslippsreduksjon for hele økonomien samlet til 2040, vil det mest sannsynlig bli en rask nedgang innen ETS også etter 2030. Dette reflekteres i eksterne prisprognoser, der flere nå viser en mye høyere CO₂-pris utover på 2030-tallet enn for få år siden. Samtidig er det et stort utfallsrom for CO₂-prisene både i EU og Storbritannia, drevet av blant annet usikkerhet i langsiktige kostnader for å kutte utslipp, stabiliseringsmekanismer og utslippsmålene.

€/t	2024	2030	2035	2040	2050
Høypris	69	150	175	200	150
Basis	69	120	150	175	190
Lavpris	69	100	110	120	130

Tabell 2: CO₂-pris (€/t) i Basis, Høypris og Lavpris.

I Basis fortsetter kvotemarkedet å være et viktig verktøy i energiomstillingen, og reflekterer mye av kostnadene for å få de ulike sektorene til å kutte utslipp i tråd med målene. Kvotepriene stiger fra om lag 70 €/t i 2024 til 190 €/t i 2050. I Lavpris øker kvotepriene vesentlig mindre, dvs. fra 100 €/t i 2030 til 130 €/t i 2050. Det kan være flere drivkrefter for dette, eksempelvis at kvotemarkedet ikke blir et så sentralt virkemiddel lenger og at lavere teknologikostnader reduserer kostnadene med å kutte de gjenværende utslippene. I scenarioet Høypris er kvotemarkedet viktig for utslippskutt de første 15 årene. Høyere teknologikostnader gjør det imidlertid etter hvert utfordrende å lykkes helt med energiomstillingen og komme til netto null utslipp. Med et utsatt mål om netto nullutslipp og av hensyn til å bevare konkurransevnen, faller derfor kvotepriene i dette scenarioet fra 2040 til 2050.

I tillegg til hovedscenarioene viser vi også hvordan en tenkt avvikling av kvotemarkedet vil påvirke kraftprisene på 2030-tallet, som en sensitivitet i kapittel 4.

⁶ [EU-kommisjonens impact assessment 2024](#)

3.3 Raskere global omstilling bidrar til energiomstillingen i Europa

Globalt går energiomstillingen nå mye raskere enn for få år siden. Dette gjelder særlig innen overgangen til utslippsfri kraftproduksjon, men det er også mye større tempo innen elektrifisering av veitransport og varmesektoren i mange land. Som vi forklarer nærmere i Statnetts siste kortsiktige markedsanalyse, KMA 2024, leder nå Kina an i omstillingen til produksjon og bruk av utslippsfri energi. Kina dominerer også innen utvikling og produksjon av solcellepaneler, vindkraftturbiner, varmepumper, elektrolyseanlegg, batterier og elbiler. I tillegg har Kina sikret seg tilgang på både nødvendige og sjeldne mineraler til bruk i denne produksjonen.

Det er fortsatt langt fram til vi eventuelt er på en utviklingsbane globalt der de samlede utslippene begrenses i tråd med målene i Parisavtalen. De fleste eksterne prognoser og analyser viser imidlertid at overgangen fra fossil til utslippsfri energibruk fortsetter mot 2050, og at dette i større grad vil spre seg til flere land og regioner enn Kina, USA og Europa. Dette er drevet av klimamål, behov for å begrense lokal forurensning, ønsker om å øke egenforsyningen av energi, men mest fordi det er billigere og lønnsomt. Utbygging av fornybar kraftproduksjon er i dag billigere enn kull- og gasskraft de fleste steder. Tilsvarende er elektriske biler i ferd med å bli billigere enn biler med forbrenningsmotor. Dette innebærer en utflating av fossil energibruk globalt allerede innen 2030 i alle de tre hovedscenariene i IEAs siste hovedrapport (World Energy Outlook 2024). Selv i det mest konservative scenarioet til IEA øker den samlede globale fornybare kraftproduksjonen fra 9 000 TWh i 2023 til nærmere 43 000 TWh og en markedsandel på 73 % i 2050. I tillegg er det mer kjernekraft og en høy vekst i det globale elektrisitetsforbruket som følge av elektrifisering og generelt større energibehov. I scenarioet som illustrerer hva som skal til for at verden møter målet om netto null utslipp, øker den fornybare kraftproduksjonen til 71 000 TWh. Her er elektrifiseringen enda større.

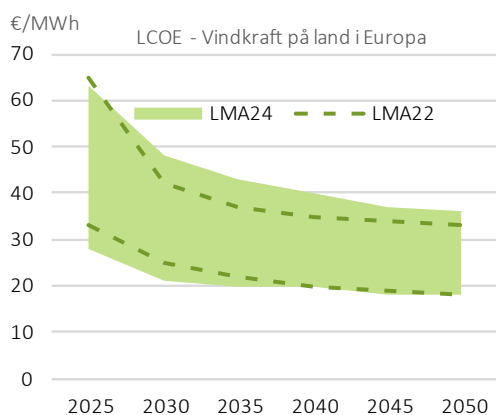
Stor vekst globalt innen både fornybar, kjernekraft og elektrifisering gir lavere teknologikostnader og bidrar til å forsterke den europeiske omstillingen. Dette gjelder også i scenarioer der verden er langt unna å nå klimamålene i Parisavtalen og der en annen politisk retning i USA gir mer vekt på fossil energi. Sterkere konkurranse fra særlig Kina innen grønne industrier gir samtidig større usikkerhet om energiforbruket til europeisk industri.

3.4 Kostnadene for ny produksjon og lagring går ned – men i ulikt tempo

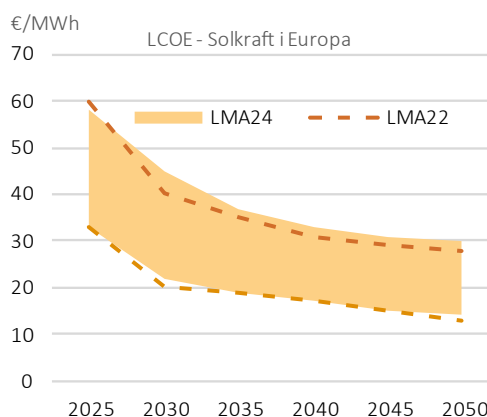
Kostnadsutviklingen for utslippsfri produksjon, energilagring og ulike former for fleksibilitet er helt sentralt for markedsutviklingen og hvordan kraftprisene utvikler seg over tid. I Statnetts langsiktige markedsanalyser bruker vi et gjennomsnitt av prognoser for kostnadsutviklingen fra flere ledende eksterne analyseselskaper og institusjoner som underlag.

Hovedbildet i analysene og prognosene fra IEA, Bloomberg, Rystad og andre, er at kostnadene vil fortsette å gå ned for både landvind, solkraft, bunnfast havvind og ulike typer fleksibilitet fram til 2050. For sol- og vindkraft på land innebærer dette diskonterte produksjonskostnader over levetiden (LCOE) på 15 til 35 €/MWh for ulike prosjekter i Europa i 2050. De konkrete kostnadene vil variere fra prosjekt til prosjekt, men hovedtrenden er fallende kostnader selv om dette allerede er modne teknologier. Dette skyldes høy utbyggingstakt globalt, innovasjon og effektivisering.

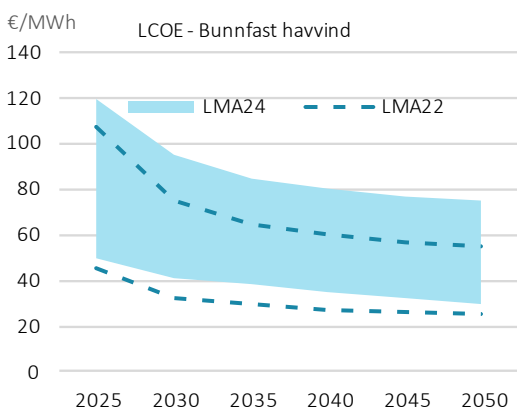
Bunnfast havvind har i dag høyere kostnader enn landvind og solkraft. De siste årene har kostnadene økt som følge av inflasjon og utfordringer i forsyningskjedene. Framover er det imidlertid konsensus om at den langsiktige trenden med fallende kostnader fortsetter. Større utbygging og økonomisk støtte er en av faktorene som bidrar til dette. Bruk av komponenter fra kinesiske leverandører kan også gi lavere kostnader. Lengre brukstid og høyere oppnådd kraftpris gjør at bunnfast havvind er noenlunde konkurransedyktig selv om kostnadene forblir høyere enn for solkraft helt fram til 2050.



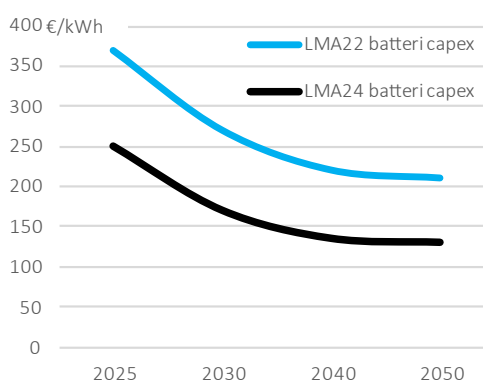
Figur 3: LCOE – vindkraft på land i Europa.⁷



Figur 4: LCOE – solkraft i Europa.



Figur 5: LCOE – bunnfast havvind i Europa.



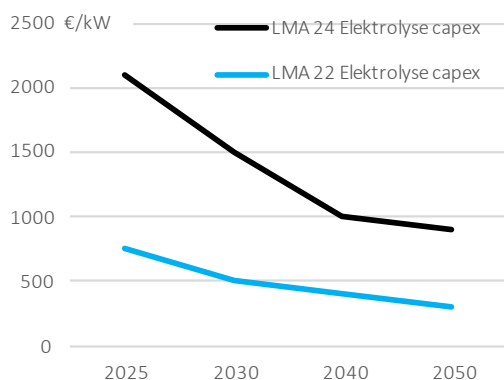
Figur 6: Kostnader for batterier tilknyttet nettet.

Flytende havvind er på et tidlig teknologistadium. Svært få parker er bygget og teknologien er enda ikke industrialisert i stor skala⁸. Flytende havvind har fordelen av å kunne plasseres i områder med svært gode vindforhold, og mer av installasjonen kan foregå på land, noe som reduserer kostnadene per MWh. For noen land med store havdyp er flytende havvind eneste alternativ. Men generelt er det avgjørende å få bygd ut store nok volum for å sikre læringseffekter og få ned kostnadene. Auksjonene hittil for flytende havvind har vært for små volum med høye kostnader og stort støttebehov. Usikkerheten i videre kostnadsutvikling er stor, og de fleste prognosene for europeisk utbygging er beskjedne sammenlignet med bunnfast. Samtidig er dette et voksende globalt marked og på sikt er det en mulighet for at flytende blir konkurransedyktig med bunnfast havvind.

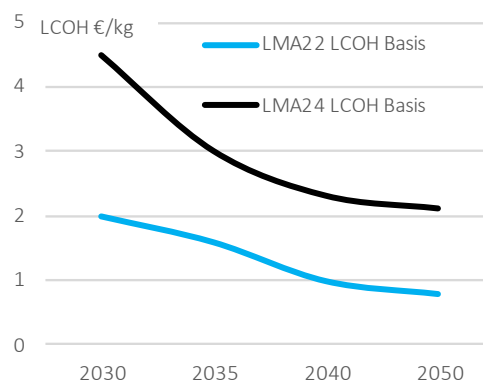
Batterikostnadene har gått mye ned bare de to siste årene, både som følge av mye større produksjonskapasitet i Kina, billigere råvarer og innovasjon som blant annet gir mindre bruk av de dyreste råvarene. Fallende kostnader og økt produksjon har samtidig gitt en mye større utbygging av stasjonære batteripakker tilknyttet det europeiske kraftsystemet de to siste årene. Det samme skjer ellers i verden – ofte i kombinasjon med solkraft for å jevne ut produksjonsprofilen. Sammen med høy vekst i produksjon og salg av elbiler globalt gir dette grunnlag for fortsatt raskt fallende kostnader.

⁷ Utfallsrommet representerer både ulik utvikling i teknologikostnader og (u)gunstig geografisk plassering. Estimaten er reelle størrelser og basert på det vi vurderer som konsensus blant eksterne kilder som BNEF, IEA, Rystad, 4cOffshore, DNV.

⁸ I Europa er om lag 218 MW flytende havvind bygd pr 2024. De første ordinære prosjektene antas å komme fra 2026-27.



Figur 7: Investeringskostnader for elektrolyseanlegg i vår Basis.



Figur 8: LCOH (grønt hydrogen) i vår Basis.⁹

De siste par årene har kostnadene for elektrolyseanlegg økt. Sammen med andre utfordringer og usikkerhetsfaktorer bidrar dette til at det tar lengre tid enn planlagt å få i gang storskala hydrogenproduksjon, både i Europa og globalt. Eksterne prognoser fra blant annet Bloomberg, Rystad og IEA viser at kostnadene per kW for elektrolyseanlegg vil falle mye de neste årene. Men kostnadene starter på et betydelig høyere nivå enn man trodde for bare to år siden. De nye prognosene ender opp på et nesten dobbelt så høyt nivå i 2040/50 enn tidligere antatt. Høyere kostnader per kW dempes noe av at effektiviteten og levetiden til elektrolyseanleggene øker. På lengre sikt – med lave nok kraftpriser, fungerende lager og infrastruktur for hydrogen – viser både eksterne og våre egne beregninger at dette kan gi lave nok kostnader for hydrogen til å gi grunnlag for stor vekst. Dette leder til at vi får en økt LCOH i årets LMA sammenlignet med sist. Det er imidlertid stor usikkerhet om kostnadene på sikt. Og det vil definitivt være en stor kostnad å utvikle teknologien videre – som noen må være villige til å ta gjennom støtteordninger og ulike krav som sikrer økt bruk av hydrogen.

Kostnadene for ny kjernekraft er per i dag høye og usikre. Ved en standardisert utbygging i større skala, kan kostnadene gå ned og bli mer forutsigbare. Dette forutsetter imidlertid at det blir sikret tilstrekkelig økonomisk støtte fra både nasjonale myndigheter, EU og større forbrukere – samt at man klarer å unngå for mange ulike standarder. Selv med en større utbygging er det imidlertid fortsatt usikkert om kostnadene vil bli lave nok til å kunne konkurrere med andre produksjonsformer. Usikkert dataunderlag og store forskjeller i eksterne prognoser gjør at vi ikke setter sammen kostnadsfigurer for kjernekraft. Vi konstaterer at dette *kan* bli konkurransedyktig – men at det vil ta tid og være avhengig av at noen tar kostnadene med å få ned kostnadene.

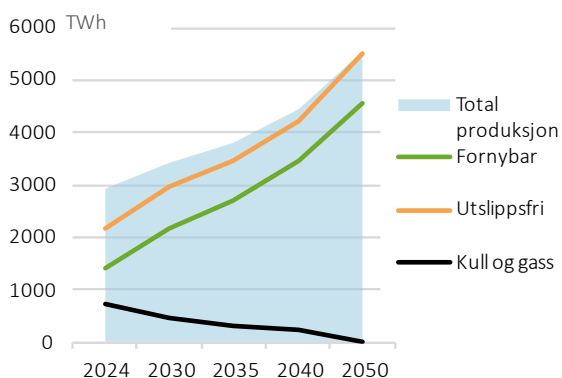
Det er flere programmer for utvikling av små modulære reaktorer (SMR). For å lykkes med SMR må disse forbi konsept- og demonstrasjonsstadiet og bygges i et tilstrekkelig stort og standardisert volum, slik at kostnadene kan komme ned til et konkurransedyktig nivå. Det internasjonale atombyrået (IAEA) mener det på sikt vil være mulig å få til kostnadsparitet mellom SMR og konvensjonelle anlegg. IEA har i januar 2025 publisert en rapport om kjernekraft som i hovedsak viser det samme¹⁰.

⁹ I del 3 av rapporten diskuterer vi Høy- og Lavprisscenarioene for LCOH og drivkrefter for disse.

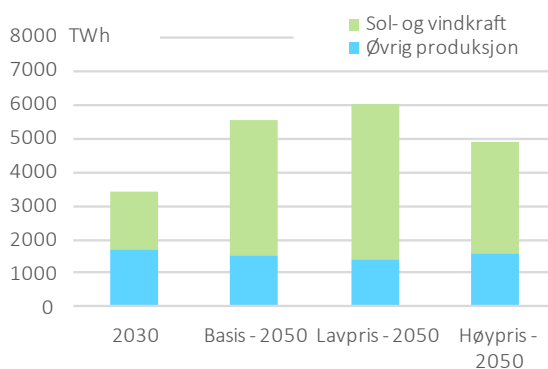
¹⁰ [The Path to a New Era for Nuclear Energy \(IEA, januar 2025\)](#)

3.5 Overgangen til tilnærmet utslippsfri europeisk kraftproduksjon går raskt

Overgangen til utslippsfri kraftproduksjon har kommet langt og er mer sikker. 2024 markerte det første året hvor sol- og vindkraft produserte mer energi enn fossile teknologier i EU¹¹. En fortsatt høy utbyggingstakt av fornybar produksjonsteknologi gjør at 85-90 % av kraftproduksjonen i Basis er utslippsfri allerede i 2030-35. Dette er på linje med andre analyser og prognoser, blant annet fra IEA¹². Raskere utbygging av fornybar enn veksten i forbruk, fleksibilitet og energilagring gir imidlertid mye lave priser utover på 2030-tallet – og i Basis demper dette fornybarutbyggingen noe i en periode. Umoden teknologi og foreløpig høye kostnader innen energilagring, hydrogen og utslippsfrie toppplastverk vil samtidig trolig innebære at det er først på 2040-tallet at hele kraftproduksjonen blir tilnærmet utslippsfri. Hvis det blir for høye kostnader knyttet til det å kutte de siste utslippene, vil det trolig fortsatt være en del vanlig gasskraft i drift helt til 2050.



Figur 9: Fordeling av kraftproduksjon i Basis i vårt modellerte område.¹³



Figur 10: Samlet kraftproduksjon i 2030 og i våre scenarier Basis, Høypris og Lavpris i 2050.

Det meste av energien kommer fra sol- og vindkraft

I Basis har vi en firedobling av den samlede europeiske produksjonen fra sol- og vindkraft til 2050 sammenlignet med 2025. Den utslippsfrie og fornybare kraften skal både erstatte den fossile kraftproduksjonen og dekke veksten i forbruket. I våre scenarier stiger fornybarandel (sol-, vind- og vannkraft) fra ca. 50 % i 2024 til nesten 90 % i 2050. Denne andelen er omtrent lik i våre tre scenarier.

Solkraft står for det klart største utbyggingsvolumet målt i effekt (GW). Dette skyldes både lave kostnader, lite støttebehov og at det er en teknologi det er relativt ukomplisert å bygge ut med kort utbyggingstid. I flere land utgjør sol på tak en omtrent like stor andel av utbyggingen som solparker¹⁴.

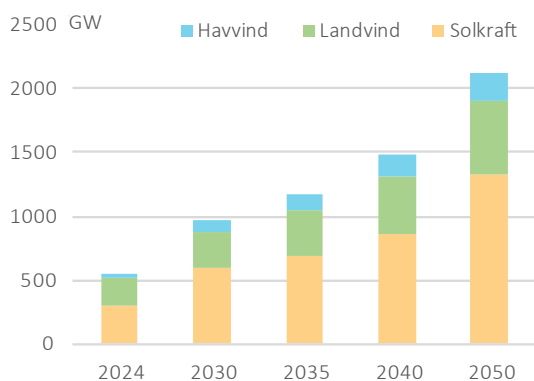
Vindkraft har høyere brukstid enn solkraft og har derfor en større andel av energiproduksjonen. I Basis 2050 har vindkraft 40 % av samlet installert kapasitet, men står for 60 % av samlet produksjon. Arealrestriksjoner for landvind gjør at land med kystlinje satser tungt på havvind, spesielt i og rundt Nordsjøbassenget, hvor det er mulig å bygge ut bunnfast havvind. Om flytende havvind blir konkurransedyktig kan dette åpne for at enda flere land og havområder kan utvikles og bygges ut. Prognosene tilsier likevel at landvind kommer til å være større enn havvind i 2050. Dersom de mest optimistiske kostnadsanslagene slår til, kan havvindandelen bli større enn vi har lagt til grunn. Enda sterkere arealrestriksjoner for landvind kan også bidra til dette.

¹¹ [Highlights of the Global Energy Transition in 2024 \(Ember, desember 2024\)](#)

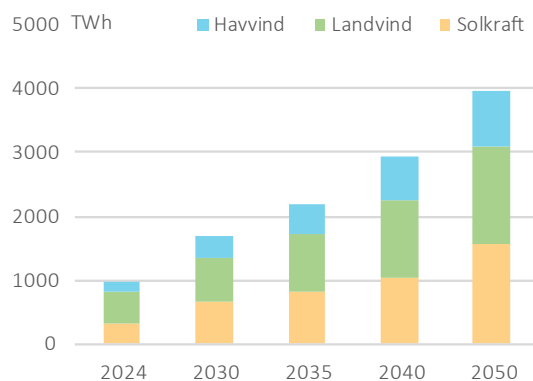
¹² [World Energy Outlook 2024 \(Scenario APS for the European Union\) \(IEA, oktober 2024\)](#)

¹³ Norden og Baltikum, Tyskland, UK, Frankrike, Nederland, Belgia, Italia, Tsjekkia, Slovakia, Polen, Østerrike, Sveits, Spania, Portugal. Dette utgjør ca. 90 % av Europas totale kraftsystem målt i energi (TWh).

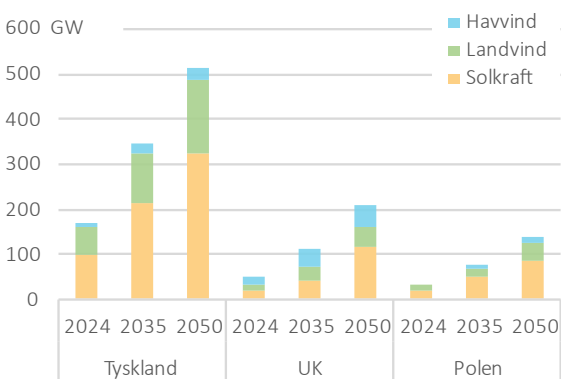
¹⁴ En god del av dette er produksjon bak strømmåleren og fremkommer dermed ikke direkte i statistikkene som produksjon. Frem til det kommer andre målekrav vil forbruket kunne fremstå som lavere enn det faktisk er.



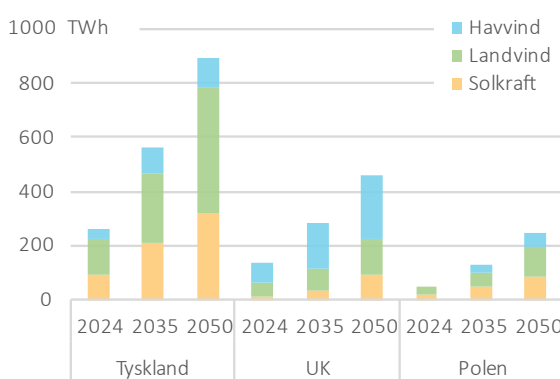
Figur 11: Utvikling i sol- og vindkraft i GW i Basis i vårt modellerte område.



Figur 12: Utvikling i sol- og vindkraft i TWh i Basis i vårt modellerte område.



Figur 13: Utvikling i sol- og vindkraft i GW i Basis i Tyskland, Storbritannia og Polen.



Figur 14: Utvikling i sol- og vindkraft i TWh i Basis i Tyskland, Storbritannia og Polen.

Tyskland har det klart største kraftsystemet i Europa, og ingen land er i nærheten av å ha samme volum av sol- eller vindkraft. Etter at Storbritannia gikk ut av EU, har myndighetene der videreført og forsterket mål og tiltak for å oppnå klimanøytralitet. Dette innebærer en bred satsning på fornybarteknologier, i tillegg til kjernekraft. Med god tilgang på havarealer, men ikke så gode solforhold, får Storbritannia en høy andel havvind mot 2050.

Polen har i dag mye kraftproduksjon fra kull, og nest lavest fornybarandel i EU. Men også Polen har ambisjoner, reformer og støtteordninger som vil gi høy vekst innen utbygging av sol- og vindkraft. Utbygging av fornybar kraft beslaglegger store arealer, og selv om det er stor politisk drivkraft i EU til utbygging av fornybar energi, forekommer det lokal motstand mot å bygge ut i mange europeiske land.

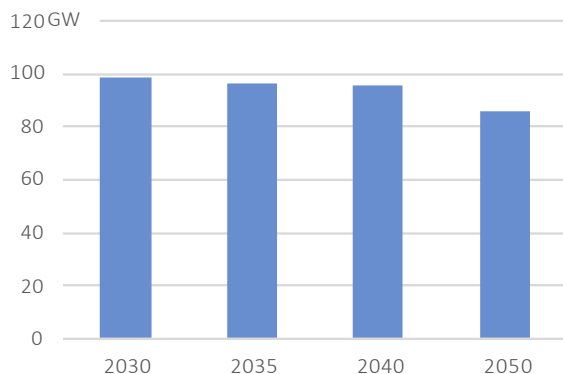
Kjernekraft kan gi et betydelig bidrag i land som satser på dette

Kjernekraft har blitt mer aktuelt, og mange land planlegger nå å både fornye og øke kapasiteten. Samtidig har Tyskland valgt å fase ut sin kjernekraft, og mange land har valgt å ikke bygge ut. I tillegg er de fleste av dagens reaktorer bygget på 70- og 80-tallet, og selv med levetidsforlengende tiltak vil mange reaktorer fases ut fram mot 2050. Med dagens høye og usikre kostnader ligger det an til at investeringer i kjernekraft i første omgang vil skje i land som støtter dette økonomisk. I Basis har vi lagt til grunn at dagens kapasitet blir forlenget og delvis erstattet, mens noen land øker kapasiteten.

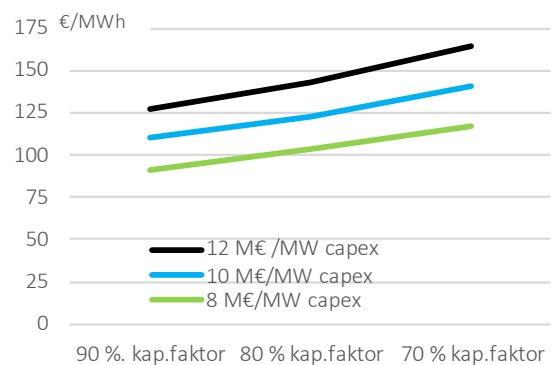
Selv om det er en fornyet satsning på kjernekraft i Europa, viser de fleste eksterne prognoser at det etter 2040 vil være noe lavere installert kapasitet enn i dag¹⁵. Dette skyldes blant annet at mange av

¹⁵ ENTSO-E (Distributed Energy), BNEF New Energy Outlook, Rystad (Nuclear Europe), IEA WEO Net Zero Scenario

dagens reaktorer vil fases ut på grunn av alder, og usikkerheten rundt kostnader, teknologi- og kompetanseutvikling og støtteordninger. Hvis man lykkes med å få ned kostnadene og det blir mer aksept for kjernekraft, kan det imidlertid bli en høyere utbygging fra 2035 og til 2050.



Figur 15: Installert kapasitet kjernekraft (GW) i vårt modellerte område i Basis.



Figur 16: LCOE kjernekraft for ulike brukstid og investeringskostnad.

I tillegg til høye investeringskostnader, er redusert brukstid som følge av mye mer fornybar en utfordring for lønnsomheten av kjernekraft. Større fornybarandel gjør at det blir stadig flere timer der sol- og vindkraft dekker hele forbruket. Da faller kraftprisene ned mot null, og fortrenger kjernekraftproduksjonen. Dette gjør at investeringskostnadene fordeles på færre driftstimer, sammenlignet med et tenkt system der prisene er jevne og det er et behov for jevn produksjon fra kjernekraft året rundt. I praksis gir dette økt LCOE for kjernekraft. Dette har vi illustrert i Figur 16¹⁶ med ulike anslag av investeringskostnader.

I Basis stabiliseres andelen timer med nullpriser på 2030-tallet, og brukstiden til et kjernekraftverk ligger på rundt 70-80 % gjennom analyseperioden. Relativt høye priser i timene det er mindre sol- og vindkraft kompenserer en del for dette i Basis. En mindre andel fornybar produksjon eller større utbygging av fleksibilitet og energilagring vil kunne gi jevnere kraftpriser og dermed øke brukstiden til kjernekraften. Dette illustreres i scenarioet Lavpris. Samtidig gir dette lavere priser i snitt – og dermed også lavere inntjening for kjernekraft selv om brukstiden øker noe. Dette forsterker behovet for å få ned investeringskostnadene. I kapittel 4 ser vi nærmere på oppnådd kraftpris og inntjeningen til kjernekraft under ulike scenarioer.

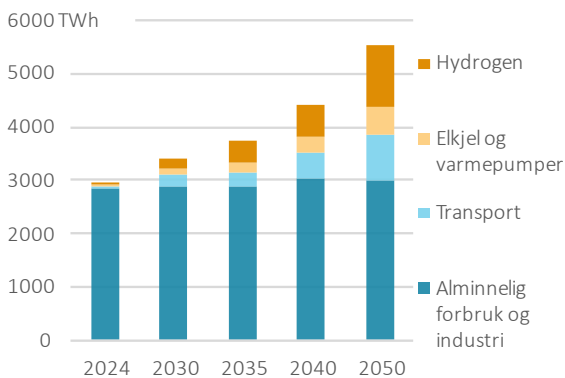
3.6 Forbruket vil øke – men saktere enn utbyggingen av ny utslippsfri produksjon

Det er bred enighet om at elektrifisering, flere datasentre og en eventuell reindustrialisering i Europa vil gi økt kraftforbruk. Det har samtidig vært en nedgang i industriforbruket de siste årene og det er en klar trend at elektrifiseringen generelt går saktere enn antatt de første 10-15 årene. I tillegg er det mye som tyder på at det vil ta mer tid før produksjonen av hydrogen eventuelt kommer skikkelig i gang. I Basis er derfor forbruksveksten lavere enn veksten i sol- og vindkraft til og med 2040. Videre til 2050 forutsetter vi at forbruket øker til nesten det dobbelte av dagens nivå. Dette er på linje med blant annet EU-kommisjonens anslag¹⁷. Vi understreker at det er et betydelig utfallsrom for veksten, drevet av blant annet graden av energieffektivisering, konkurransen fra Kina og USA om grønne industrier og hvorvidt man lykkes med å produsere grønt hydrogen til lave nok kostnader.

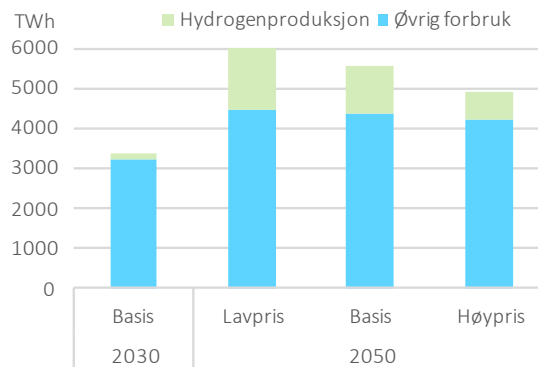
¹⁶ LCOE – livsløpskostnaden- er beregnet med 60 års levetid, ingen reinvesteringkostnader, driftskostnader på 140 €/MW, rente på 7 %. Tall basert på BNEF, Rystad og [utredning til det svenske Finansdepartement](#).

¹⁷ EU kommisjonen (2024) [Impact assesment report](#), side 42 og Annex 8 side 32.

Flere eksterne rapporter peker på at deler av den europeiske industrien kan være i ferd med å bli utkonkurrert av blant annet Kina¹⁸. Innen produksjon av solceller og batterier er dette allerede tilfelle. Flere faktorer tilsier at det i økende grad også er i ferd med å skje innen bilproduksjon og mer energikrevende råvarer som stål og gjødsel. Ulike vedtak om nedskalering og utsatte prosjekter innen produksjon av både batterier, biler og stål bekrefter dette. En av årsakene er høyere energikostnader i Europa enn ellers i verden. En annen er at europeisk industri ikke har satset nok på forskning og utvikling. Det er usikkert hvordan dette utvikler seg videre. Men sammenlignet med da vi publiserte forrige analyse, har scenarier med en vedvarende nedskalering av industrien i Europa blitt mer sannsynlige. Og som vi drøfter i neste kapittel kan dette også påvirke utviklingen i Norge.



Figur 17: Samlet kraftforbruk per år i Basis, i området dekket av våre markedsmodeller.



Figur 18: Hydrogenproduksjon som andel av totalforbruket i våre scenarier.

Produksjon og bruk av store volumer grønt hydrogen vil være sentralt, både for å kutte utslipp der dette ikke er mulig med direkte elektrifisering og for å jevne ut produksjonen fra sol- og vindkraft. Samtidig er det nå tydelig at det vil ta lengre tid enn antatt å skalere dette opp. Hovedutfordringen er at elektrolyseanleggene koster for mye, og at det per nå ikke er utviklet billige lagerløsninger. Dermed blir prisen for høy for forbrukerne, og mange prosjekter er utsatt. Men siden det trolig ikke er mulig å nå netto null uten hydrogen, og det er et stort behov for fleksibilitet i kraftsektoren, støtter EU og store land som Tyskland, Kina og USA¹⁹ utviklingen slik at det likevel blir gjort store investeringer. Dermed er det sannsynlig at kostnadene etter hvert kommer ned. Utviklingen av hydrogen er likevel en av de største usikkerhetsfaktorene, både for den samlede veksten i forbruket og for kraftprisene.

I Basis forutsetter vi at det kommer inn mye produksjon av hydrogen og hydrogenbaserte drivstoff fra og med 2040. Sammen med andre tiltak sikrer dette konkurransekraft og vekst i industrien i Europa. I Høypris er hydrogenproduksjonen dyrere og mindre. Dette gir også mer nedleggelse og utflgging av industri til andre deler av verden. I Lavpris er forbruksveksten større – og industriaktiviteten høyere.

3.7 Økt forbruk og nedleggelse av kullkraft gir behov for ny regulerbar effekt i alle land

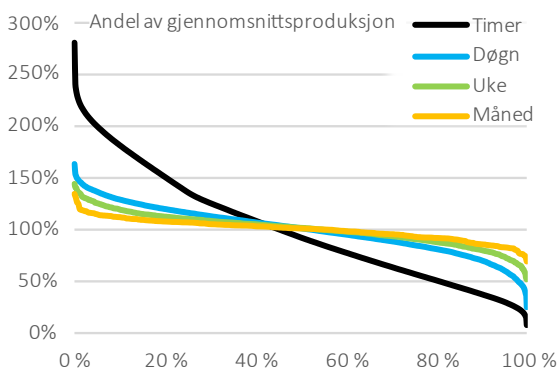
Det er i perioder høy grad av samvariasjon i den samlede produksjonen av sol- og vindkraft i Europa. Med utfasing av gass- og kullkraft, samt økt forbruk, gir dette stadig strammere effektbalanse i timer med lite sol- og vindkraft. Dermed blir det et stort behov for å bygge ut ny regulerbar effekt. Her vil både storskala batterier, mer effekt i vannkraftverk, pumpekraftverk og kjernekraft bidra. Det vil også hjelpe at mye av det nye forbruket fra blant annet hydrogenproduksjon kobler ut ved høye priser. I land med mye fornybar vil det imidlertid også være nødvendig å bygge ut kraftverk som kan gi nok energi i periodene med lite fornybarproduksjon. Her er gasskraft med karbonfangst og lagring eller

¹⁸ [EU competitiveness: Looking ahead - European Commission](#)

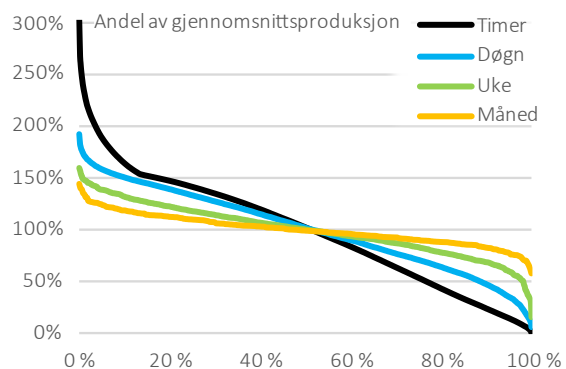
¹⁹ USA har i dag et stort støtteprogram gjennom IRA loven. Det er usikkert om denne videreføres.

som brenner biogass og hydrogen de mest aktuelle alternativene. Det er også aktuelt å beholde og bygge vanlige gasskraftverk inntil utslippsfrie alternativer er billige nok.

Værhistorikken viser at samlet produksjon av sol- og vindkraft i perioder kan bli svært lav i Europa. Som figurene under viser er samlet minimumsproduksjon lavest når vi ser på timesverdier. Samtidig ser vi at samlet europeisk minimumsproduksjonen raskt hever seg når vi ser på gjennomsnittet over hele døgnet og uker. Per land er det imidlertid mer vanlig at samlet produksjon er ned mot null i litt lengre perioder. I vår modell beregner vi eksempelvis at fornybarproduksjonen i Storbritannia i 2050 vil være under 10 % av maksimal produksjon i snitt over to eller flere dager på rad, 15 ganger per år i snitt over alle modellerte værår. Beregnet for uker i strekk, skjer det bare én gang i året i snitt over alle modellerte værår. Men selv om dette skjer relativt sjeldent, er disse periodene en stor utfordring. Den lange varigheten gir bortfall av store mengder energi som er vanskelig å erstatte med batterier og forbruksfleksibilitet alene.



Figur 19: Samlet europeisk sol- og vindkraftproduksjon på time-, uke-, dag- og månedsnivå i 2050.



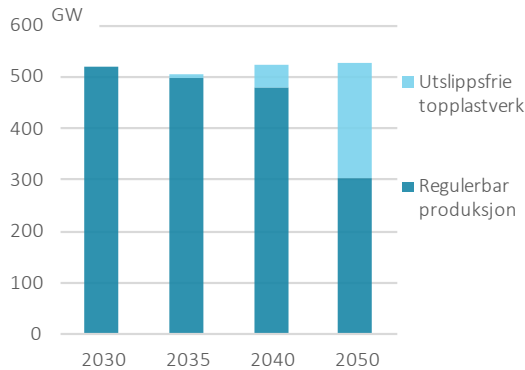
Figur 20: Samlet sol- og vindkraftproduksjon i Storbritannia på time-, uke-, dag- og månedsnivå i 2050.

Det er bred enighet om at regulerbar kapasitet som dekker opp for forbruket når det er lite sol og vind vil ha lav og usikker inntjening basert på kraftsalg alene. I Statnetts tidligere markedsanalyser har vi vist at det i teorien er mulig å overlate til markedet alene å finne en langsiktig likevekt også for denne typen kapasitet. Men dette vil i så fall innebære at det i perioder ikke er nok kapasitet tilgjengelig til å dekke hele forbruket og at det da blir ekstra høye pristopper²⁰. Dette er en av grunnene til at myndighetene i de fleste land i Europa over tid har konkludert med at det er nødvendig å ha støtteordninger for investeringer og drift av ulike former for regulerbar produksjons- og lagringskapasitet – for å sikre en stabil og tilstrekkelig god nok kapasitetsmargin. I Basis legger vi derfor til grunn en viss støtte til batterier, gasskraft som kan brenne hydrogen, kjernekraft, pumpekraft og andre kilder til regulerbar effekt. For gasskraftverkene så legger vi til grunn at det bygges både kombikraftverk (CCGT) med høy virkningsgrad og gassturbiner og motorer med lavere virkningsgrad – og dermed høyere driftskostnad. Selv om det bygges ut mye ny regulerbar effekt legger vi til grunn at det likevel blir stramme effektbalanser og pristopper i perioder med lite sol- og vindkraft.

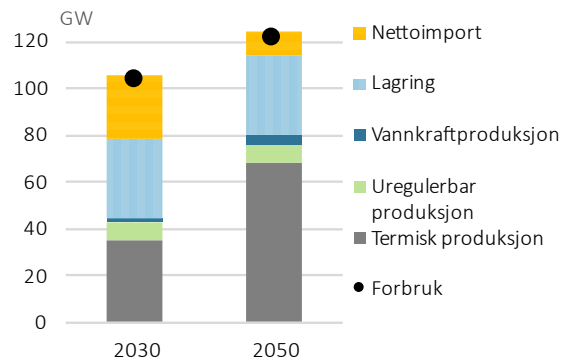
Det er usikkert hvor mye av effektbehovet som vil dekkes av batterier, kraftverk, økt utveksling og annen fleksibilitet. I Basis har vi antatt at det bygges ut regulerbare kraftverk med omtrent samme kapasitet som den samlede utfasingen av eksisterende kraftverk. I området dekket av våre markedsmodeller har vi dermed en samlet kapasitet fra regulerbare kraftverk på dagens nivå gjennom

²⁰ Et eksempel på en slik situasjon er pristoppen 12 desember 2024 der prisene på kontinentet over en kort periode på noen få timer steg til mellom 600 og opp mot 950 €/MWh.

hele analyseperioden. Her er det imidlertid store forskjeller mellom de ulike landene. I Tyskland har vi eksempelvis lagt inn en betydelig netto vekst i regulerbare kraftverk. Vi har også et betydelig bidrag fra batterier i alle land. Men som vi drøfter i KMA 2024 vil det trolig ikke være mulig i praksis å utnytte batteriene like optimalt som i våre modellsimuleringer. Dette tilsier at det kan bli en del strammere enn vi får i våre simuleringer.



Figur 21: Installert effekt (GW) regulerbar produksjon og utslippsfrie topplastverk i vårt modellerte område.



Figur 22: Effektbalansen i Tyskland i timen med størst residualforbruk, det vil si forbruket fratrukket den samtidige produksjonen fra sol og vindkraft.

Til tross for støtteordninger er det en betydelig usikkerhet om det bygges ut nok regulerbar effekt i tide. Dette kan gi perioder med særlig stram effektbalanse det nærmeste tiåret når kullkraftverk legges ned og det fortsatt ikke er bygget ut nye regulerbare kraftverk. I kapittel 4 går vi nærmere inn på hvordan scenarioer med strammere effektbalanse enn i Basis kan gi pristopper og tidvis også behov for utkobling av forbruk med høy betalingsvilje.

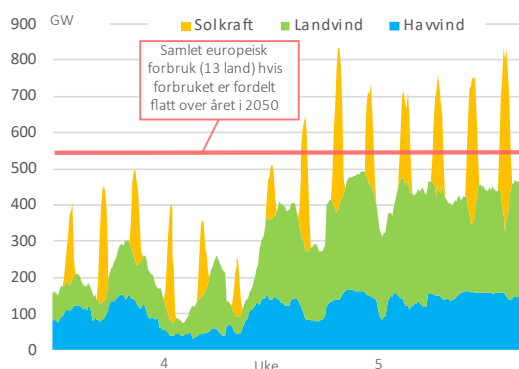
3.8 Stort behov for lagring og fleksibilitet for å utnytte overskudd av sol- og vindkraft

Med en stadig større fornybarutbygging innebærer dette at det i perioder er mulig å produsere mye mer sol- og vindkraft enn det som er nødvendig for å dekke forbruket. Dette gir et stort behov og økt lønnsomhet av fleksibilitet og energilagring som kan fange opp og utnytte dette overskuddet. Her vil flere teknologier gi et bidrag:

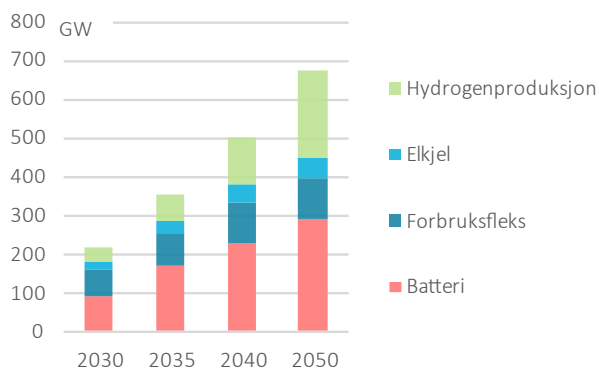
- Fleksibelt forbruk fra elkjeler inn i varmesektoren
- Lagring med batterier
- Magasinert vannkraft og pumpekraftverk
- Utjevning av den samlede fornybarproduksjonen ved utbygging av mer nettkapasitet
- Fleksibel produksjon av hydrogen med elektrolyse

Det er et betydelig utfallsrom knyttet til hvilke teknologier som får størst markedsandel, tempoet i utbyggingen og hvordan kostnadene utvikler seg. Samtidig blir det potensielle overskuddet i perioder med mye sol og vind etter hvert veldig stort både i effekt og energi. Dermed er det trolig først når det eventuelt blir en mer storskala fleksibel hydrogenproduksjon at det meste kan utnyttes. Her er det imidlertid per nå høye kostnader og umoden teknologi.

I Basis legger vi til grunn at veksten innen energilagring og fleksibilitet blir mye lavere enn veksten i sol- og vindkraft til og med 2040. Dette bidrar til mye nullpriser og tap av energi i denne perioden. Lengre ut i tid – mot 2050 – gir lavere teknologikostnader en større utbygging av lagring og fleksibilitet relativt til fornybarutbyggingen i Basis.



Figur 23: Illustrasjon over behovet for å jevne ut og tilpasse produksjonen fra sol- og vindkraft til forbruket.



Figur 24: Installert effekt (GW) fleksibilitet på forbrukssiden i vårt modellerte område.

Batterier og elkjeler kan gi et stort bidrag til å ta unna overskudd de første årene

Lavere kostnader, mange bruksområder og ulike støtteordninger gjør at det nå bygges ut batterier i stor skala. Allerede til 2030 ligger det an til å bli en samlet kapasitet i Europa på over 100 GW²¹. Dette er mye mer enn hva vi la til grunn i forrige LMA. I Basis legger vi til grunn at dette øker videre til rundt 300 GW i 2050. Dette bidrar til bedre utnyttelse av sol- og vindkraftproduksjonen, men er likevel ikke i nærheten av å dekke lagringsbehovet alene. Selv om batterikapasiteten vokser mye målt i effekt, er energimengden for lav til å utgjøre noen stor forskjell i perioder der det er høy fornybarproduksjon over flere dager. I praksis vil batterier kunne flytte energi innenfor døgnet, men med begrenset mulighet til å flytte energi over lengre perioder.

Fleksible elkjeler, gjerne i kombinasjon med termisk varmelager, er en moden teknologi med relativt lave investeringskostnader som kan gi et bidrag relativt raskt. I Finland er det eksempelvis nå flere store prosjekter under bygging som i sum vil gi mye fleksibilitet. Samtidig viser våre undersøkelser at det er grenser hvor mye fleksibilitet varmesektoren kan bidra med. En av årsakene til dette er at mye av elektrifiseringen av varmesektoren vil skje ved utbygging av varmepumper, som har et mye jevnere og mindre prisfølsomt kraftforbruk.

Fleksibel hydrogenproduksjon kan gi mye fleksibilitet, men ligger langt fram i tid og er usikkert

Det meste av det grønne hydrogenet som produseres vil gå til industri som har behov for hydrogen for å (indirekte) elektrifisere sine industriprosesser. Disse aktørene har som regel behov for en kontinuerlig tilførsel av hydrogen. For å få til dette kan man enten produsere hydrogen kontinuerlig som går rett inn i industriprosessen, eller bygge hydrogenlager for å ha en fleksibel hydrogenproduksjon hvor man produserer hydrogen kun når prisene er lave.

Fleksibel hydrogenproduksjon, der produksjonen konsentreres til timene med lavest kraftpriser, vil både kunne gi billigere hydrogen og store mengder fleksibilitet til kraftmarkedet. Dette vil imidlertid først kunne skje om 10-15 år i større skala, hvis kostnadene for elektrolyseanleggene reduseres tilstrekkelig og at det blir utviklet effektive løsninger for hydrogenlager. Tempo, omfang og kostnader knyttet til utviklingen av fleksibel hydrogenproduksjon er et sentralt usikkerhetsmoment for hele pris- og markedsutviklingen.

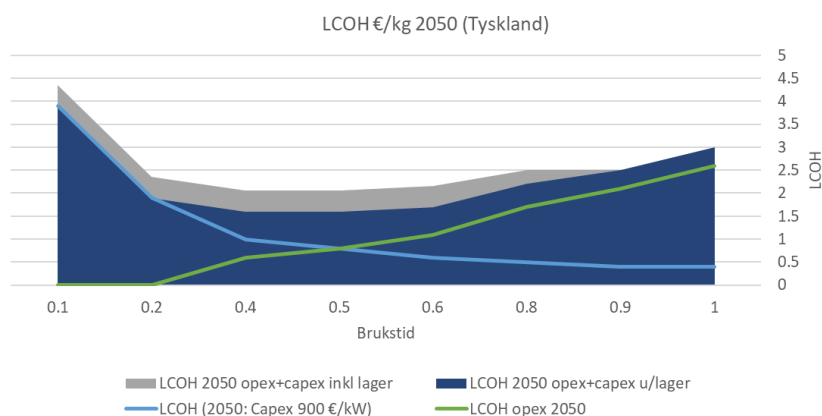
For langtidslagring av hydrogen er salt- og steingruver og gamle gassfelt mest aktuelt. Saltgruver finnes i stor utstrekning i mange land på kontinentet, mens i Norden er steingruver et mer aktuelt alternativ. Ifølge IEA er disse fremdeles ikke demonstrert i stor skala, men det er mange prosjekter under testing

²¹ Bloomberg New Energy Finance (BNEF), IEA, Rystad og Energy Storage News.

og utvikling.²² For korttidslagring er komprimert hydrogen på containerløsninger et kommersielt alternativ. I tillegg er det en rekke andre alternativer som å omdanne til ammoniakk eller gjøre den flytende. Konverteringskostnaden er høy, og gjør dette til betydelig dyrere løsninger og ikke aktuelt for lagring.

Våre lagringskostnader for hydrogen er et snitt av lang og korttidslagring²³ og har en LCOHS på mellom 0,4 €/kg i Lavpris til 1€/kg i Høypris, i perioden rundt 2035. Frem mot 2050 synker lagringskostnaden til 0,25 og 0,75 €/kg i Lavpris og Høypris. Basis er snitt av disse. Kostnadsnivået og utviklingen er usikker. Utfallsrommet vi benytter har ikke med de aller laveste eller høyeste anslagene fra de eksterne prognosene.

Der hydrogenet må fraktes påløper det også fraktkostnad. For lengre transport kan hydrogen transporteres i rørledninger, eller med båt som ammoniakk eller annet hydrogenderivat. Vi har estimert en transportkostnad på om lag 1€/kg, basert på samme kilder som benyttet for lagringskostnadene.



Figur 25: Regneksempel på forholdet mellom samlet diskontert produksjonskostnad for å lage hydrogen, LCOH, med og uten lager.

Regneksempelen i figuren over viser sammenhengen mellom produksjonskostnaden og brukstid for et elektrolyseanlegg. For å dekke investeringskostnadene tilsier dette høy brukstid, mens driftskostnadene (kraftprisen) trekker i motsatt retning. Lagerkostnadene kommer som en faktor i tillegg. Når investeringskostnadene er lave nok for elektrolyseanlegg og lager i kombinasjon, og det samtidig er nok fornybar til å gi mye nullpriser, så blir samlet kostnad (LCOH) lavere enn med å produsere med omtrent full brukstid (uten lager). Det kan dermed være rasjonelt å investere i en viss overkapasitet i elektrolyseanleggene og konsentrere produksjonen til timene med lavest pris. I dette eksempelet, med kostnader og kraftpriser som i 2050 i Basis blir kostnaden per kg hydrogen produsert lavest når elektrolyseanleggene kjører omtrent 50 % av tiden. Hvorvidt det lønner seg å drive med denne typen av og på kjøring, og hva dette gir av utkoblingspriser og kraftpriser når disse er på marginen, er et stort usikkerhetsmoment. Våre samlede estimat for LCOH for kontinentet og Storbritannia drøfter vi i kapittel 5.3 og for Norden i kapittel 8.5.

3.9 Økonomisk støtte til havvind, hydrogen og kjernekraft de første årene

Energiomstillingen forutsetter at det blir tilstrekkelig lave kostnader knyttet til det å produsere, utjevne og bruke den utslippsfrie energien. Hvis ikke vil utviklingen bremse opp. EU og nasjonale myndigheter

²² Global Hydrogen Review 2024, IEA.

²³ Basert på Rystad hydrogen 2024, BNEF Climate-Tech: Hydrogen and Storage 2023, Hydrogen Observatory

gir derfor mye økonomisk støtte til teknologier som i dag har høye kostnader, både for å dekke gapet ned til markedets og forbrukernes betalingsvilje, og for å få opp volumet slik at kostnadene etter hvert reduseres. I Basis legger vi til grunn ulike former for økonomisk støtte av blant annet havvind, hydrogen, kjernekraft, batterier og utslippsfrie topplastverk fram til 2040. I tillegg fortsetter ulike støtteordninger for solkraft og landvind.

Selv om det gis mye støtte nå og de nærmeste årene, er det antagelig grenser for viljen og evnen til å subsidiere investeringer i energisektoren i for lang tid. Når lave priser etter hvert gir større utbetalinger gjennom allerede inngåtte kontrakter som sikrer en minimumspris (CfD-kontrakter), så er det et stort usikkerhetsmoment om nasjonalstatene velger å fortsette eller om dette bremser utbyggingen. Det samme gjelder for investeringer sikret med private fastpriskontrakter (PPA). I Basis legger vi til grunn at utbyggingen fortsetter, delvis drevet av økonomisk støtte, men at den går noe saktere gjennom 2030-tallet for å tilpasse produksjonsveksten til utviklingen i forbruket og fleksibiliteten.

Lengre ut i tid medfører fortsatt fallende kostnader for både produksjon, lagring og bruk av utslippsfri kraft, at behovet for økonomisk støtte etter hvert blir lavere. I Basis legger vi derfor til grunn at det blir gitt mindre subsidier og støtte fra 2040 og videre til 2050. Vi forutsetter imidlertid at det fortsatt gis støtte også i 2050 for regulerbar kapasitet som dekker opp når det er lite sol- og vindkraft.

3.10 Mer normale gasspriser – prisen på kull har etter hvert liten betydning

Gassprisene i Europa fortsatte i 2024 å falle etter toppåret i 2022, men er fremdeles omtrent dobbelt så høye som før energikrisen. Med mye ny LNG inn i markedet²⁴ vil prisnivået for gass falle ned mot de fundamentale kostnadene knyttet til å levere gass til Europa. Det å gjøre gassen flytende, frakte den på skip og regassifisere, har en kostnad på omtrent 5-10 €/MWh. I tillegg bygges det ny infrastruktur som må nedbetales. Den mer langsiktige prisen for gass fra LNG vil være noe høyere enn prisen for russisk rørgass. Vårt anslag for gasspris på lang sikt er på nivå med forrige LMA. Vi legger ikke til grunn at Europa skal kjøpe russisk rørgass igjen.

I Basis reduseres gassprisene gradvis de neste årene, for så å stabilisere seg rundt 20 €/MWh i siste del av LMA-perioden. Hvor mye LNG som vil bli bygd etter 2030 og hvor stor etterspørselen vil bli er usikkert, og vi har et utfallsrom fra 15 til 30 EUR/MWh i Lavpris og Høypris.

€/MWh	2024	2030	2035	2040	2050
Høypris	33	35	35	30	30
Basis	33	26	25	20	20
Lavpris	33	20	20	15	15

Tabell 3: Prisscenarioer europeisk gasspris (€/MWh).

\$/t	2024	2030	2035	2040	2050
Høypris	113	100	80	70	70
Basis	113	75	70	60	60
Lavpris	113	60	52	45	40

Tabell 4: Kullpris (\$/t) i våre prisscenarioer.

Globalt ligger den an til overproduksjon av kull etter hvert som etterspørselen faller. I Basis faller kullprisen først ned mot nivået fra før energikrisen for så å stabilisere seg rundt 60 \$/t siste del av LMA-perioden. Historisk har kraftsektoren stått for størstedelen av kullforbruket i Europa – opp mot 80 %. Dette blir nå vesentlig endret når kullkraften fases ut. Etter 2030 vil dermed kullprisen ha lite å si for kraftprisene. Kull- og gassprisene er basert på eksterne prognoser²⁵.

²⁴ Eksempelvis bygger både USA og Qatar ut vesentlig ny LNG produksjon.

²⁵ Bloomberg New Energy Finance (BNEF), IEA, Rystad.

3.11 Karbonfangst og lagring – en del av løsningen, men ikke så vesentlig for kraftsektoren

Karbonfangst og lagring (CCS) er relativt umodne teknologier med usikre og høye kostnader. Av dagens drøyt 3000 millioner tonn CO₂-ekvivalenter utslipp i Europa, kan CCS ifølge BNEF bidra med om lag 10-15 % utslippskutt mot 2050. Omtrent det samme som hydrogen kan bidra med. Summen av planlagte europeiske CCS-prosjekter frem til 2030-tallet kan ta ca. 3 % av dagens utslipp dvs. et potensial for å fange og lagre ca. 100 millioner tonn CO₂. Bare et lite antall av disse er besluttet og omtrent ingen er bygd.

CCS vil være mest aktuelt på områder og sektorer hvor elektrifisering ikke lar seg gjøre, og hydrogen kan være for dyrt. Eksempler på dette er stål, sement og petrokjemi. I kraftsektoren vil det også kunne være noen gass- eller kullkraftverk med karbonfangst. Spesielt for å ha noe regulérbar produksjon til å dekke timer med lite sol- og vindkraft og varighet lengre enn batterier kan hjelpe til med. De eksterne prognosene frem til 2050 varierer i andelen kull- og gasskraftverk som benytter karbonfangst og andel hydrogenkraftverk. Globalt i dag er det ingen gasskraftverk som benytter karbonfangst, og kun tre fullskala kullkraftverk. Samtidig er det flere planer blant gass- og kullkraftprodusentene om bruk av dette. I Europa er UK kommet lengst hvor myndighetene har bevilget 200 milliarder kr for å få gasskraftverk til å benytte CCS.

Estimat fra BNEF tyder på en levelized cost of carbon capture (LCOCC) på i underkant av 100 €/t for et gasskraftverk og noe lavere for et kullkraftverk. Investeringskostnaden er omtrent 10 ganger den årlige driftskostnaden. Fangstraten på CO₂ er i underkant av 90 % og det resterende utslippet må dekkes av kvoteprisen. I tillegg kommer kostnaden med transport og lagring som er anslått til mellom 50-90 €/t. I sum er dette på nivå med hva vi antar om kvoteprisen mot 2050. Det er usikkert hvor omfattende CCS vil bli i den europeiske kraftsektoren, men med disse prognosene har det ikke noen vesentlig betydning for marginalprisen på gasskraftverkene.

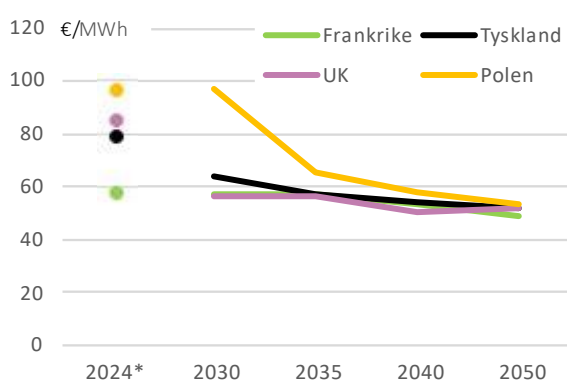
Våre scenarier legger til grunn at gass- og kullkraftverkene dekker sine utslipp med kvotekjøp. I vår Basis og Lavpris i 2050 benytter de termiske regulerbare kraftverkene hydrogen. I Høypris hvor hydrogen er mye dyrere består den regulerbare termiske produksjon av gasskraftverk med utslipp og tilhørende kvotepris.

4 Hovedbildet og utfallsrom for prisene i Europa

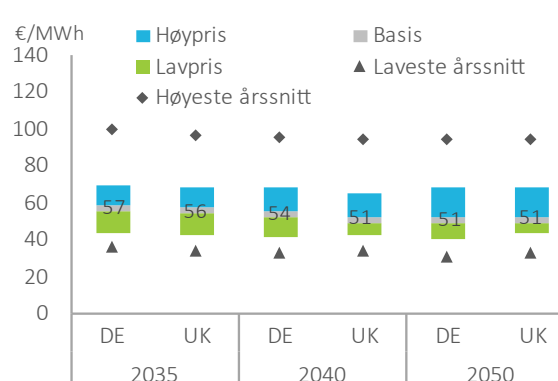
4.1 Europa – trend mot lavere kraftpriser i snitt, stort utfallsrom

I 2024 var snittprisen i Tyskland og Storbritannia henholdsvis 79 og 85 €/MWh. I Basis reduseres de gjennomsnittlige kraftprisene på kontinentet og i UK til rundt 65 €/MWh i 2030, og videre til rundt 50 €/MWh i 2050. Lavere kostnader for fornybar og fleksibilitet er hovedårsaken til at prisene går ned.

Et hovedtrekk ved utviklingen i våre scenarier er at både gjennomsnittprisene og prisvariasjonen blir gradvis mer like i alle modellerte land (EU13²⁶). Årsaken er at man i stor grad bygger sol- og vindkraft og ulike typer fleksibilitet, i alle land til noenlunde like kostnader. I tillegg bidrar nettet til å jevne ut forskjellene i snittpriser, eksempelvis mellom Frankrike med mye kjernekraft, og tilgrensende land med mest uregulerbar kraftproduksjon. Da det er stor variasjon i værforhold vil det fortsatt være betydelig timevis prisforskjeller mellom land, selv om snittprisene blir tilnærmet like.



Figur 26: Simulerte priser i snitt over året for alle værår i Basis. *2024 er historisk pris.



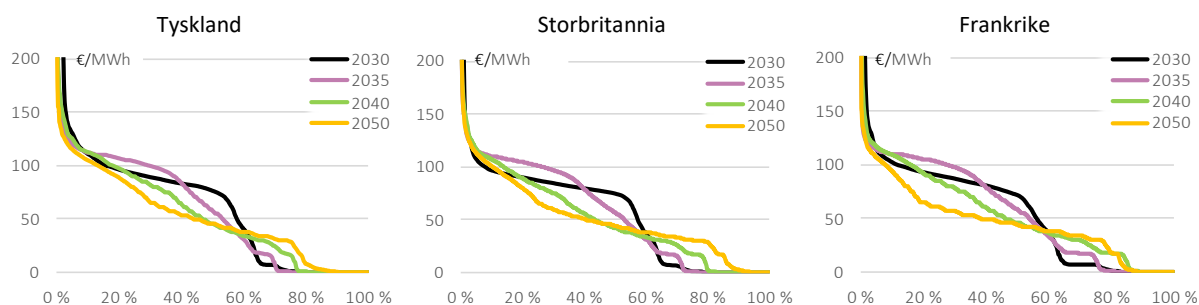
Figur 27: Simulerte snittpriser med scenarioene Lavpris og Høypris for Tyskland og Storbritannia.

De alternative scenarioene Høypris og Lavpris, gir et utfallsrom på 40-70 €/MWh mot 2050. Midlertidige variasjoner i været og andre forhold som påvirker prisene gjør at utfallsrommet for enkelt år er vesentlig større. Høypris har høyere kostnader både for produksjon og lagring, kombinert med mindre subsidier og høyere brenselpriser. I dette scenarier har ikke de europeiske landene lyktes med å utvikle hydrogenlager og fleksibel hydrogenproduksjon. Dette gir høyere kostnader for hydrogen og mer spill av sol- og vindkraft. I dette scenarier forbrenner de regulerbare gasskraftverkene gass eller biogass, da det er lite grønt hydrogen tilgjengelig og hydrogenprisen er høy. Dette gjør at det i Høypris både er høyere snittpris, og en høyere prisvariasjon med en større andel nullpriser og flere høye priser, enn i Basis. I Lavpris er kostnadene lavere både for produksjon og lagring. I dette scenarier antar vi at Europa og Storbritannia har lyktes med å produsere hydrogen enda mer fleksibelt enn i Basis, noe som gir lavere snittpriser, og mindre prisvariasjon.

4.2 Høy kortsiktig prisvariasjon fram til 2040-tallet – fleksibilitet jevner ut prisen på sikt

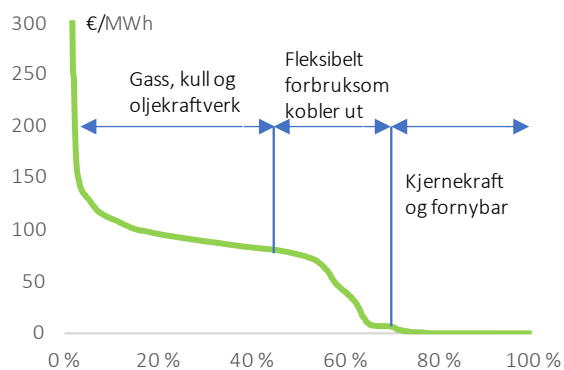
Kraftprisene preges av høy prisvariasjon fra time til time, gjennom døgnet og sesongen. Lavere vekst i forbruk og fleksibilitet enn i vind og solkraft gjør at det blir nullpriser i en stor andel av tiden. Samtidig gir høy CO₂-pris relativt høye kraftpriser når gasskraft er prissettende. I sum gir dette en høy kortsiktig prisvariasjon. I Basis vedvarer denne situasjonen helt til 2040. I praksis betyr dette at prisen sjelden er rundt gjennomsnittet, men veksler mellom 0 og 100 €/MWh.

²⁶ Landene vi modellerer i BID, omtalt som EU13 er Tyskland, UK, Frankrike, Nederland, Belgia, Sveits, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Portugal, Spania, Italia og Østerrike.

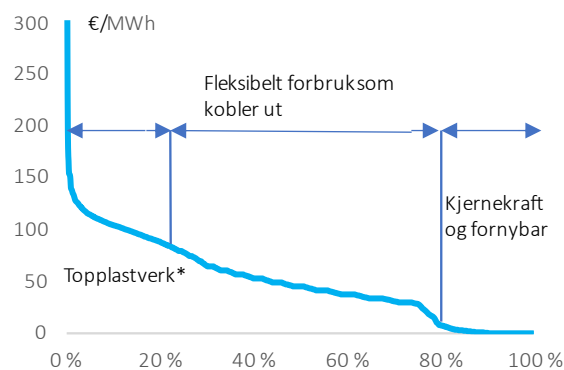


Figur 28: Varighetskurve for kraftpris i Tyskland, Storbritannia og Frankrike i årene mot 2050, i Basis.

Videre mot 2050 venter vi at økt forbruk og både mer og billigere fleksibilitet gradvis gir jevnere kraftpriser. I Basis forutsetter vi også at en andel av gasskraftverkene vil gå over til å forbrenne hydrogen. CO₂-prisen vil da ha liten direkte effekt på kraftprisene, men vil fortsatt være en viktig drivkraft for videre omstilling ved å blant annet gi insentiver til utbygging av utslippsfri kraftproduksjon og til fremstilling av grønt hydrogen.

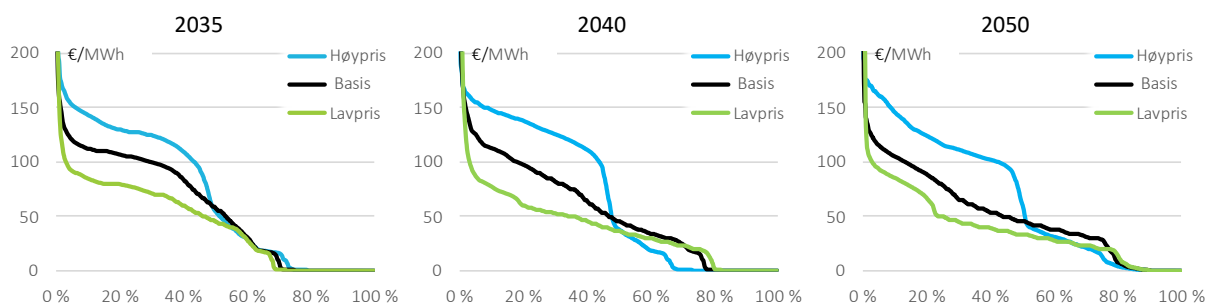


Figur 29: Varighetskurve for tysk pris i 2030 i Basis – og en skisse av hva som setter prisen.



Figur 30: Varighetskurve for tysk pris i 2050 i Basis – og en skisse av hva som setter prisen.²⁷

Prisvariasjonen er høyest i Høypris-scenariet, hvor vi legger til grunn høye kostnader for fleksibilitet og ny produksjon, samt en høyere CO₂-pris. Dette resulterer i priser som stort sett enten er 0 eller 100 €/MWh gjennom hele analyseperioden.



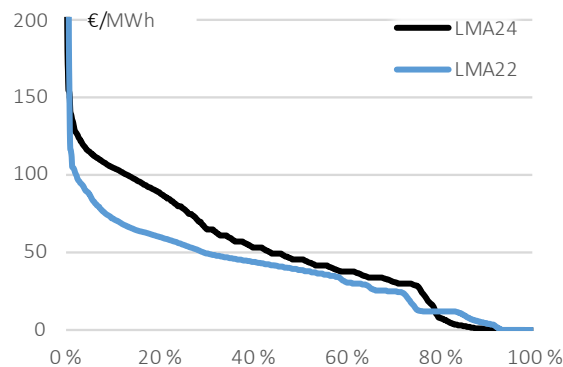
Figur 31: Varighetskurve for tyske kraftpriser i 2035, 2040 og 2050, i våre scenarier for kraftpriser.

Sammenlignet med forrige LMA fra 2022 viser eksterne analyser og prognoser at det trolig vil ta lengre tid å redusere kostnadene knyttet til elektrolyse og lagring av grønt hydrogen²⁸. Basert på våre

²⁷ *Vi antar topplastverk i 2050 forbrenner mest hydrogen, samt mulighet for biogass eller gasskraft med karbonfangst.

²⁸ Energy & Hydrogen Outlooks til BNEF, Rystad, IEA.

oppdaterte kostnader legger vi nå til grunn at utviklingen av fleksibel hydrogenproduksjon går tregere, og derfor ikke kommer for fullt før etter 2040. Dette gir både generelt høyere kraftpriser over året og en høyere prisvariasjon enn i forrige LMA, særlig rundt 2040.

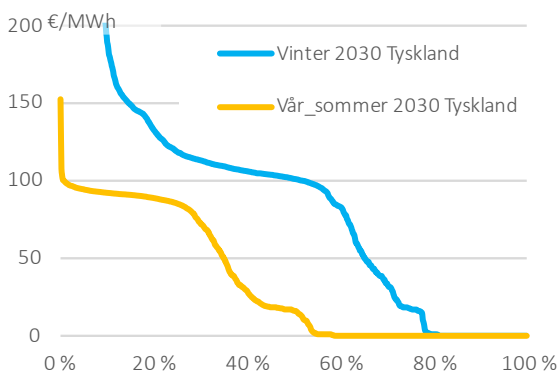


Figur 32: Varighetskurve tysk pris i 2050 for Basis LMA24 og LMA22.

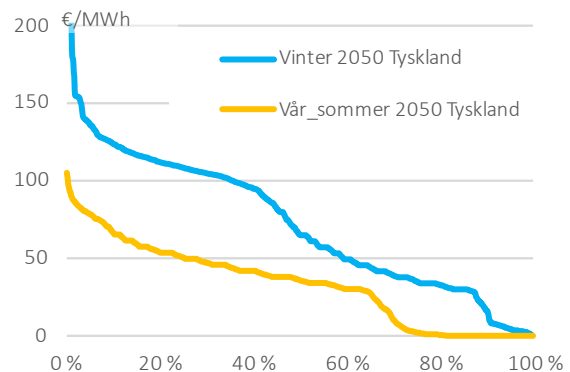
4.3 Sesongvariasjonene i kraftprisene vil vedvare

I Kortsiktig Markedsanalyse 2024-2029 viste vi at forskjellen mellom sommer- og vinterpriser vil øke betydelig mot 2030. De første årene er dette mest synlig i land med høy utbygging av solkraft, som f.eks. Tyskland. Videre ut i tid blir dette todelt prisbildet på sommer og vinter dominerende i hele det europeiske kraftsystemet.

Prisforskjellen mellom sommer og vinter er størst rundt 2030 i Tyskland, hvor sommer og vinterprisen i snitt er henholdsvis 44 og 93 €/MWh. Mot 2050 reduseres forskjellen til å bli 34 og 74 €/MWh i henholdsvis sommer og vinterhalvåret, etter hvert som det kommer mer batteri, fleksibel hydrogenproduksjon og annen lagring. Sommerprisene vil likevel være betydelig lavere enn vinterprisene i 2050, da det er begrenset lagringskapasitet til å fullt ut jevne ut prisene mellom sesongene. Lønnsomheten for solkraften, som dominerer kraftsystemet om sommeren, opprettholdes selv om prisene er lavere i snitt i sommerhalvåret, fordi solkraft har langt lavere utbyggingskostnader enn eksempelvis havvind. Dette drøfter vi nærmere i neste kapittel.



Figur 33: Kraftpris sommer kontra vinter 2030 i Basis.



Figur 34: Kraftpris sommer kontra vinter i 2050 i Basis.

Solkraftproduksjonen er mer konsentrert i tid enn vindkraft, med størst produksjon på dagtid sommeren. Kombinert med at forbruket om sommeren er lavt, gir dette mange timer hvor solkraftproduksjonen dekker hele forbruket, som gir langt flere nullpriser om sommeren, enn om vinteren. I 2030 er andelen nullpriser rundt 45 %, og andelen synker til rundt 30 % mot 2050, etter hvert som mer batterier, fleksibel hydrogenproduksjon og annen lagring, fanger opp mer av

kraftproduksjonen. Dette gir en forbedring i oppnådd kraftpris for solkraft, i mange land. Siden forbruket er lavere enn om vinteren, blir det også færre høye priser om sommeren. De høye prisene blir også lavere mot 2050, som følge av mer fleksibilitet og lavere kostnader.

På vinteren er bidraget fra vindkraft vesentlig større. I perioder med høy produksjon fra vindkraft gir dette nullpriser. Andelen nullpriser er imidlertid mye mindre enn på sommeren som følge av mindre solkraft. Og i perioder med mindre vind settes prisene på et høyere nivå av termisk kraftproduksjon som gasskraft med karbonfangst, hydrogenkraftverk, forbruksutkobling eller batteri²⁹. Summen av færre nullpriser og flere høypristimer bidrar til at snittprisen om vinteren er betydelig høyere enn i sommerhalvåret. Mot 2040 samspiller regulerbar produksjon og fleksibelt forbruk slik at høypristimene både er færre og på et lavere prisnivå.

²⁹ I land med vannkraft vil også denne teknologien kunne være prissettende.

5 Europa – lønnsomhet, pristopper og sensitiviteter

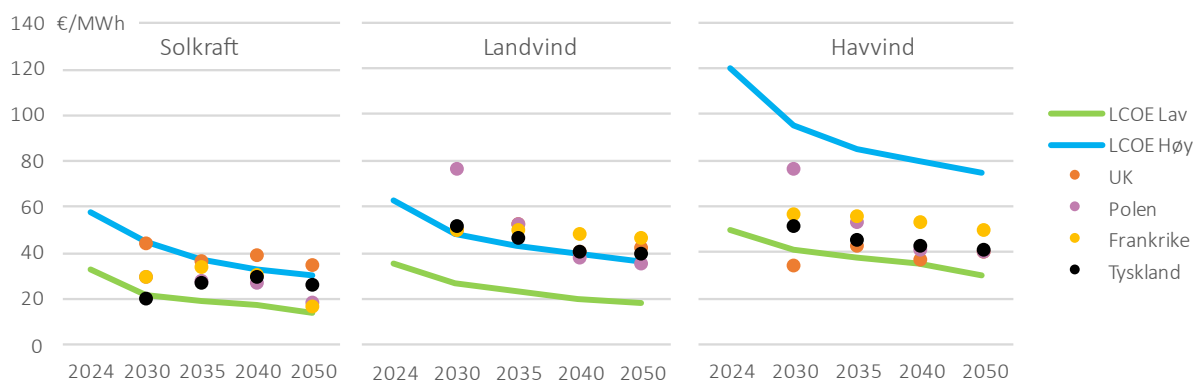
5.1 Vi beregner lønnsomhet for ulike teknologier og bruker dette til å justere scenarioene

Vi estimerer bedriftsøkonomisk lønnsomhet for ulike typer kraftproduksjon, batterier og grønn hydrogenproduksjon i våre tre scenarioer. Som beskrevet i vedlegg 1, legger vi til grunn fri konkurranse, rasjonelle aktører og likevekt på sikt. Dette innebærer at aktørene over tid bør ha tilstrekkelig inntjening til å dekke utbyggingskostnadene, men heller ikke ha superprofitt over tid. Vi bruker lønnsomhetsberegninger til å gi en indikasjon på om vi bør justere sammensetningen av de ulike teknologiene i markedet, i hvert av scenarioene, i hvert år. Dette avstemmer vi med eksterne prognoser og politiske mål.

For å få et overblikk over lønnsomheten av ulike teknologier, vurderer vi oppnådd kraftpris opp mot LCOE for den aktuelle teknologien, for hvert enkeltår. I tillegg beregner vi den årlige avkastningen over levetiden (internrente), basert på investeringskostnad, forventet brukstid, avkastningskrav og den simulerte kraftprisen over levetiden. Vi vurderer kun inntekter og kostnader markedsaktørene har i spotmarkedet i lønnsomhetsberegningene, men det kan også være andre inntektsstrømmer og kostnader. Eksempelvis sikres utbygging av fornybar i dag ofte med differansekontrakter eller PPA-kontrakter, da inntektene fra spotmarkedet ikke dekker utbyggingskostnadene alene.

5.2 Lavt støttebehov for solkraft og landvind – havvind har et større støttebehov

Mye av dagens utbygging av fornybar blir realisert med støtteordninger.³⁰ Fallende teknologikostnader gir isolert sett økt lønnsomhet og lavere støttebehov. Høyere fornybarutbygging enn veksten i forbruk og fleksibilitet, gjør at de oppnådd gjennomsnittlige kraftprisene for vind og solkraft trolig faller raskere enn teknologikostnadene i den neste femårsperioden. Perioden frem mot 2030 og 2035 preges dermed av lav lønnsomhet for sol- og vindkraft og økt støttebehov. Dette gir en viss usikkerhet knyttet til om utbyggingen vil bremse.



Figur 35: Utfallsrommet for LCOE mot oppnådd kraftpris i Basis i Tyskland, Storbritannia, Frankrike og Polen.³¹

Mot 2040 gir økt forbruk og utvikling av fleksibilitet mindre nullpriser, høyere oppnådd kraftpris og bedre lønnsomhet. Utsikter til bedre inntjening lengre ut i tid, vil også kunne gjøre at man fortsetter å bygge ut nye prosjekter rundt 2030-35, selv om det er lav lønnsomhet på investeringstidspunktet.

³⁰ Hovedsakelig gjennom differansekontrakter hvor produsenten blir garantert en kraftpris for sin produksjon. Noe blir også realisert gjennom PPA-markedet eller direkte subsidier.

³¹ Figuren gir et overblikk over lønnsomhet for hver fornybarteknologi, basert på forholdet mellom oppnådd kraftpris og LCOE. Vi beregner også lønnsomheten over levetiden for ulike teknologier, per land, basert på en rimelig avkastning, standard levetider, men ulik kostnadsutvikling. Volumet fornybar er tilpasset dette.

Landvind er lønnsomt i alle scenario – men møter arealbegrensninger

Landvind fremstår lønnsomt i både Basis, Høypris og Lavpris, i alle våre analyseår. Eksempelvis har en investering i landvind i 2030, med 25 års levetid, i gjennomsnitt en internrente på 4-5 % i Basis. I Høypris er internrenta 6-8 %, mens i Lavpris er internrenta 2-3 %. Særlig i 2030 og 2035 vil lønnsomheten i Høypris og Lavpris være forskjellig fra Basis, ettersom det er vesentlige forskjeller i brenselprisene og CO₂-prisen. Sammenlignet med solkraft, har landvind en høyere brukstid over året, som gir en høyere oppnådd kraftpris og lønnsomhet. Lønnsomheten for landvind er også særlig god i ut i tid. Årsaken er at vi vurderer at arealrestriksjoner og lokal motstand, begrenser utbyggingen, og dermed demper kannibaliseringseffekten på lønnsomheten.

Solkraft vil trolig ha et lavt støttebehov

Storskala solkraft har lave kostnader. Investeringer i perioden 2030-35 gir likevel lav lønnsomhet i våre scenarioer med en internrente på 1-3 % for en investering med 25 års levetid. I Lavpris er internrenta mellom 0-3 % og i Høypris er den mellom 1-5 %. Den lave lønnsomheten kommer av en høy andel nullpriser, særlig i sommerhalvåret.

Mot 2040 bedrer lønnsomheten seg for solkraft, og i 2040 og 2050 er internrenten for en investering henholdsvis rundt 4 % og 5-6 % i Basis. Internrenten i Lavpris og Høypris i 2050 er rundt den samme som i Basis. Lønnsomheten for solkraft varierer noe mellom land som følge av forskjeller i brukstid. Utbyggingskostnadene er rimelig like mellom land.

Storskala batterier er viktig for å balansere lønnsomheten til særlig solkraft, ettersom batterienes lagringskapasitet er tilstrekkelig til å jevne ut solkraftproduksjonen gjennom dagen. Batteriene lader i timer med høy solkraftproduksjon, som løfter kraftprisen i disse timene, og yter tilbake i kraftsystemet i timene uten solkraftproduksjon. Det bygges ut batterilagring samlokalisert med solcelleanlegg allerede i dag, da det forbedrer forretningsgrunnlaget for solkraft. Vi ser derfor solkraft- og batteriutbygging i nær sammenheng.

Bunnfast havvind har lav lønnsomhet – men de beste prosjektene kan trolig bygges ut uten støtte

Bunnfast havvind har lav lønnsomhet rundt 2030 i våre scenarioer, og en gjennomsnittlig internrente på 2,5-3,5 %. Det er dermed først og fremst prosjekter på grunt vann, nærme land som ligger an til å være lønnsomme basert på kraftsalg alene, i denne perioden. I Lavpris og Høypris er den gjennomsnittlige internrenta rundt 2030 på samme nivå som i Basis.

Lønnsomheten forbedrer seg noe mot 2040 og 2050, etter hvert som teknologikostnadene faller og oppnådd kraftpris øker. Bunnfast havvind har en internrente på rundt 4 % i 2040 og 5-6 % i 2050, som tyder på at havvind etter hvert kan bygges ut uten støtte i mange land. Det samme gjelder i Lavpris og i Høypris. Om kostnadene faller mindre enn antatt, eller om det blir lite tilgang på grunne arealer, kan havvind ha et støttebehov i hele perioden mot 2050. Motsatt vil havvind kunne bli lønnsom tidlig på 2030-tallet. Utbyggingskostnadene for bunnfast havvind varierer mye mellom land og mellom enkeltprosjekt. Havdybde og avstand til land er en viktig driver for kostnadene i enkeltprosjekter.

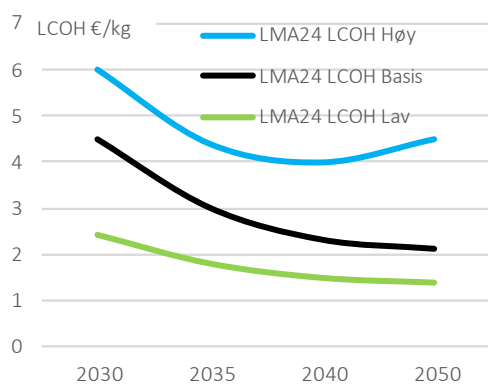
Flytende havvind er umodent og har i dag langt lavere lønnsomhet enn bunnfast havvind

Flytende havvind er fremdeles en umoden teknologi og har betydelig høyere kostnader enn bunnfast. Oppnådd kraftpris er rundt den samme for flytende og bunnfast havvind, slik at lønnsomheten blir dårligere for flytende. Eksterne prognoser peker på stor usikkerhet i hvor mye og når kostnadene vil falle. Dette er også drevet av at utbyggingsvolumene for flytende havvind er vesentlige mindre enn for bunnfast. Utbyggingen vil antakelig primært skje i land med stor havdybde, som er villig til å gi støtte til utbygging. På sikt kan flytende blir konkurransedyktig med bunnfast havvind, men dette er usikkert.

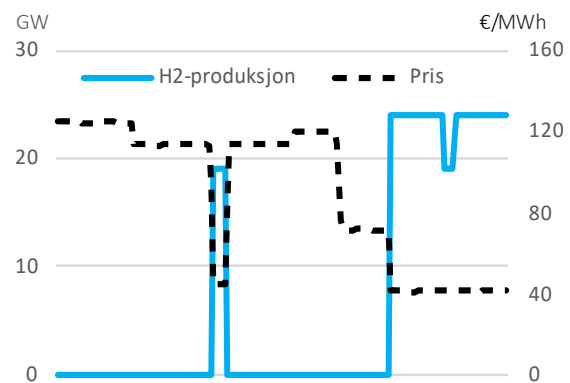
5.3 Muligheten til lagring av hydrogen og kostnaden driver grønn LCOH

Vi beregner levetidskostnaden for grønt hydrogen, LCOH³², basert på anslag for kostnader til elektrolyseanlegg og hydrogenlager, beskrevet i kapittel 3, samt simulerte kraftpriser og forutsatte utkoblingskostnader for hydrogenproduksjonen. Vi sjekker at hydrogenkostnaden er innenfor det vi grovt sett kan anslå som grensene for betalingsviljen for grønt hydrogen i et marked med fri konkurranse og rasjonelle markedsaktører. En aktuell grense å holde seg innenfor er kostnaden for blått hydrogen, som er basert på naturgass og CCS. Blått hydrogen er ett mulig alternativ for industriaktører som vil kutte utslipp, mens andre alternativ er energi basert på biomateriale, eller DAC³³. De sistnevnte er det imidlertid vanskeligere å estimere kostnadene for.

Figur 36 illustrerer utviklingen av prisen på grønt hydrogen i våre tre hovedscenarier. I Basis faller kostnadene fra rundt 4-5 €/kg i 2030 til rundt 2€/kg i 2050. Høypris og Lavpris gir et utfallsrom på 1,5-4,5 €/kg i 2050. Høypris illustrerer en utvikling og bruk av grønt hydrogen hvor energiomstillingen tar lengre tid og ikke kommer helt i mål.



Figur 36: Utvikling kostnaden for grønt hydrogen over levetiden (LCOH) i våre scenarier.



Figur 37: Samspill i 2040 over uken mellom kraftpris og inn-utkobling av elektrolyse (Tyskland uke 6 værår 1996).

I Basis legger vi til grunn at det meste av elektrolysekapasiteten er ufleksibel frem til midten av 2030-tallet, drevet av at det tar tid å etablere hydrogeninfrastruktur, og at hydrogenlagring er dyrt og umodent. Dette gjør at de fleste produsentene av hydrogen produserer med tilnærmet full brukstid. Først fra 2035 er det per nå mulig å se at kostnadene for lagring kan være lave nok til at det vil lønne seg å produsere hydrogen fleksibelt. Hvis kostnadene faller videre, vil fleksibel hydrogenproduksjon gi lavere hydrogenpris og gradvis utkonkurrere ufleksibel produksjon fra 2040 og utover. I Figur 37 viser vi et fleksibelt produksjonsmønster hvor hydrogenet produseres i timene med lavest kraftpris, skruer av produksjonen i timer med høyere kraftpris og bruker hydrogenlageret til å sikre en jevn kundeleveranse. Fleksibel hydrogenproduksjon bringer slik inn mye fleksibilitet i kraftsystemet. Sammen med mer batterier, både i bilpark og stasjonære, og samspill med varmesektoren vil dette gi færre nullpriser og mer jevne priser.

Det er stor usikkerhet i hvor fort teknologikostnadene faller, om lagring av hydrogen blir billig nok til at fleksibel hydrogenproduksjon blir lønnsom og i hvor stor etterspørselen etter grønt hydrogen blir. Dette danner grunnlaget for utfallsrommet i Høypris og Lavpris.

³² LCOH står for "Levelised Cost of Hydrogen", og representerer den gjennomsnittlige kostnaden per enhet hydrogen produsert over hele levetiden til et prosjekt.

³³ Direct Air Capture (DAC) er en teknologi som fjerner CO₂ direkte fra luften. Dette gjøres ved hjelp av kjemiske eller fysiske prosesser. Teknologien er foreløpig umoden, kostbar og energikrevende.

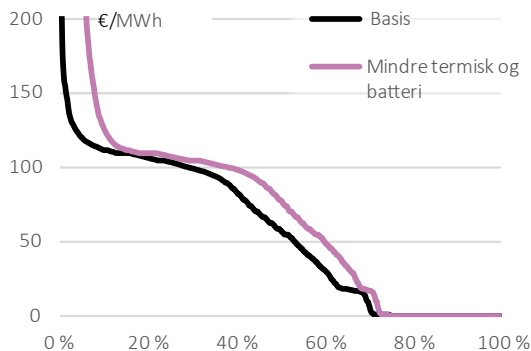
I Lavpris legger vi til grunn en utvikling med lavere teknologikostnader for elektrolysører og lager, som gir lavere hydrogenkostnader fra start, samt fleksibel hydrogenproduksjon allerede rundt 2035. Omstillingen til utslippsfri energi for industrien blir billigere i dette scenarioet. Dette skaper en større etterspørsel etter grønt hydrogen og i sum et større kraftsystem enn i Basis, som vist i Figur 36.

I Høypris blir kostnadsutviklingen høyere enn i Basis og hydrogenlager blir ikke tilstrekkelig billig nok til å realisere storskala lagring av hydrogen. Dette gir høye hydrogenkostnader og en ufleksibel hydrogenproduksjon gjennom hele perioden til 2050. Dette gir mindre produksjon av grønt hydrogen, mindre fornybarutbygging og i sum et mindre kraftsystem enn i Basis. Blått hydrogen og CCS kan trolig spille en viktigere rolle i å kutte utslipp, i et slikt scenario.

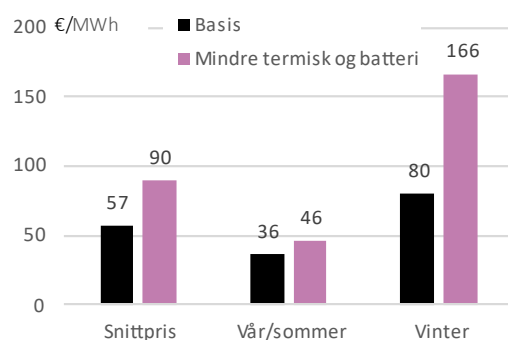
5.4 Perioder med stram effektbalanse gir pristopper

Det er stort behov for kraftverk og fleksibilitet som kan dekke forbruket i perioder med lite sol og vind. I Basis legger vi til grunn utbygging av mye ny regulerbar effekt. Likevel ser vi effektbalansene trolig blir strammere på dager med lite vind og sol de kommende årene, og det er en risiko for at det kan bli en periode med enda strammere balanser enn i Basis. Tyskland har for eksempel lagt ned all kjernekraft og vedtatt å avvikle all kullkraft innen 2038. Avviklingen av kull og lignitt i Tyskland, kan skje allerede innen 2030. For å motvirke en betydelig strammere effektbalanse, la tyske myndigheter frem en plan i 2024 om å ha klare 10 GW hydrogen-klare gasskraftverk innen 2040. Det skal i tillegg gjennomføres auksjoner for gasskraftverk som skal konverteres til hydrogenkraftverk frem til 2030. Det er imidlertid usikkert når disse kraftverkene kommer i drift, og hvis det blir forsinkelser, kan dette gi vesentlig strammere effektbalanse enn i Basis.

I en sensitivitet har vi testet å redusere kapasiteten i termiske kraftverk i Tyskland med 10 % (tilsvarende en nedgang på 4,4 GW sammenlignet med Basis) og halvert utbyggingen av batterier mot 2035. Våre simuleringer viser at dette dobler snittprisen om vinteren, som vist i Figur 39. Andelen av kraftpriser over 150 €/MWh øker fra rundt 1 % i Basis, til nesten 10 % i sensitiviteten.

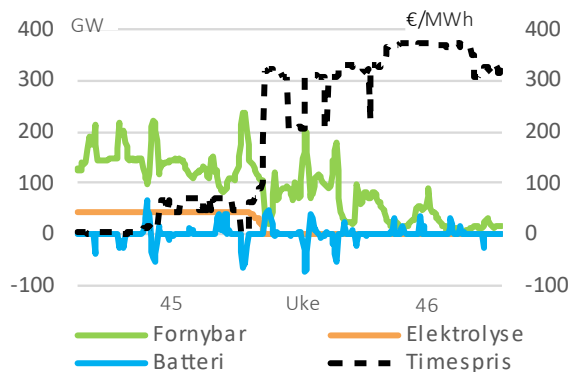


Figur 38: Tysk priskonsekvens i 2035 ved mindre termisk kapasitet og batteri sammenlignet med Basis.



Figur 39: Snittpris over året, vår/sommerpris og vinterpris i Tyskland i Basis sammenlignet med mindre termisk kapasitet og batteri.

Fornybarproduksjonen svinger mye gjennom døgnet og uka, men også mellom værår. Ser vi på Tyskland i Basis 2050, svinger den gjennomsnittlige timevise produksjonen over en uke med sol- og vindkraft mellom 25 GW til 155 GW, i ulike værår. Figur 40 viser to sammenhengende uker i Tyskland med stor forskjell i fornybarproduksjon og følgelig stor forskjell i pris. I den første uken er gjennomsnittsprisen 25 €/MWh, drevet av svært høy fornybarproduksjon. Lav snittpris gjør at hydrogenproduksjonen går gjennom hele uken. Uten dette ville snittprisen vært enda lavere. Uken etter er snittprisen 115 €/MWh, drevet av lavere samlet produksjon fra sol- og vindkraft. Kraftprisen er over utkoblingsprisen for fleksibel hydrogenproduksjon og elektrolysørene produserer ikke.

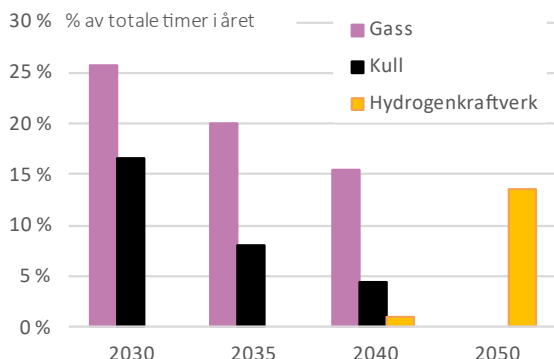


Figur 40: Utvikling i pris, produksjon av fornybar, forbruk til elektrolyseproduksjon og kjøring av batteri gjennom to uker (uke 45-46, værår 1996) i Tyskland i 2050 i Basis.

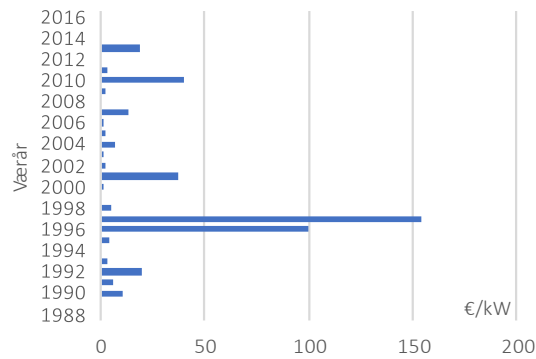
Figuren viser også hvordan storskala batterier lader (negative verdier) og lader ut (positive verdier) jevnlig gjennom to-ukersperioden. Batteriene optimaliserer over en kortere horisont enn fleksibel hydrogenproduksjon, og lader også i uken med høyere priser, som følge av at batteriene ikke har lagringskapasitet til å flytte energi mellom uker. Det samlede volumet med energilagring fra storskala batterier og fleksibelt forbruk er ikke i nærheten av å kunne lagre og flytte hele volumet av fornybar i perioder med høy produksjon. Det vil derfor være perioder med spill av energi i 2050 også.

5.5 Lav brukstid for topplastverk gir lav lønnsomhet for nye utbygginger

Kraftverkene som kun produserer når det er lite vind og solkraft har generelt usikker og lav inntjening. Figur 41 viser at brukstiden³⁴ for termiske kraftverk faller betydelig mot 2040, som følger av at batterier, annen lagring og fleksibelt forbruk bidrar til å redusere behovet for termiske kraftverk.



Figur 41: Brukstid for ulike termiske kraftverk over analyseperioden i EU13 i Basis (snitt for alle værår).



Figur 42: Simulert inntjening for hydrogenrevet OCGT kraftverk i Tyskland i 2050 for alle værår i Basis.

Modellsimuleringene viser at det er stor variasjonen mellom ulike værår i inntjening for kraftverkene som brenner gass, biogass og hydrogen (Figur 42). Våre lønnsomhetsberegninger viser at det er ikke tilstrekkelig stramhet og nok pristopper til at kraftverkene får full finansiering gjennom markedet. Dette viser behovet for å ha støtteordninger, som kapasitetsmarkeder, for å sikre at det er nok kapasitet.

5.6 God inntjening for eksisterende kjernekraft – behov for støtte til nye reaktorer

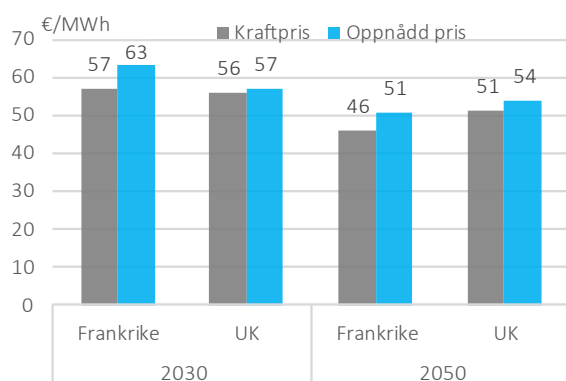
Kjernekraft har lavere driftskostnader enn andre termiske kraftverk, og produserer dermed jevnt i en mye større andel av året. De løpende marginalkostnadene er likevel høyere enn for sol- og vindkraft.

³⁴ Det er forskjell internt i den termiske kraftflåten og enkelte kraftverk vil ha betydelig høyere og andre betydelig lavere brukstid enn hva som er fremstilt i grafen.

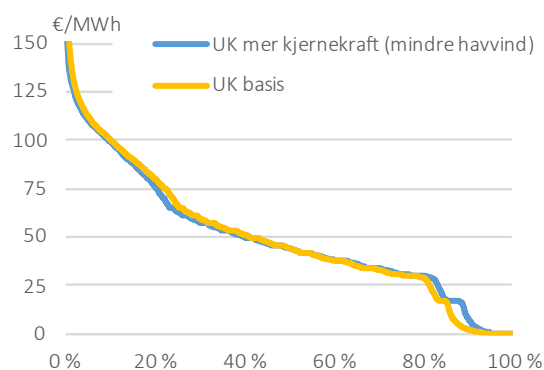
Når sol- og vindkraft dekker hele forbruket og gir priser ned mot null, vil kjernekraften enten redusere produksjonen eller produsere med tap³⁵. Med en økende fornybarandel, uten nok fleksibilitet og forbruk til å fange opp overskuddet, vil dermed brukstiden til kjernekraft i praksis gå ned. Dette skjer allerede i dag i perioder med mye fornybarproduksjon. I 2023 og 2024 var eksempelvis den gjennomsnittlige brukstiden på fransk kjernekraft henholdsvis 60% og 67 %. Dette er langt under den teoretiske brukstiden til kjernekraft på over 90 %.

Sammenlignet med sol- og vindkraft, har kjernekraft en mye større andel av årsproduksjonen fordelt på timene med høyest kraftpris. Gjennomsnittlig oppnådd kraftpris for kjernekraft er derfor høyere sammenlignet med sol- og vindkraft. Den oppnådde snittprisen er også høyere enn den gjennomsnittlige kraftprisen over året, men da forutsetter vi at kjernekraftverkene reduserer eller stopper produksjonen når prisene faller ned mot null.

Kjernekraft har i dag høye investeringskostnader, men lave driftskostnader og lang levetid. Hva investeringskostnadene for nye reaktorer er og vil være framover er usikkert. Det er bare bygget to nye reaktorer i Europa de siste 20 årene. Og de som er bygget, og er under bygging, har hatt store kostnadsoverskridelser. Dette gir stor usikkerhet knyttet til hva kostnadene for å bygge ut en ny reaktor faktisk blir, og vi har derfor ikke mulighet til å beregne noe nærmere rundt lønnsomheten av nye kjernekraftreaktorer på kontinentet. Det er imidlertid tydelig at med kostnader på nivå med det som er anslått i IEAs siste rapport om kjernekraft³⁶, så vil investeringer i nye reaktorer ha behov for økonomisk støtte for å bli lønnsomt med de simulerte oppnådde kraftprisene vi har i Basis. Dette gjelder for både konvensjonelle og små modulære reaktorer. Samtidig gir høye CO₂-priser høy inntjening for eksisterende kjernekraftverk – og det er trolig lønnsomt uten særlig støtte å forlenge levetiden på mange av dagens reaktorer.



Figur 43: Oppnådd kraftpris for kjernekraft sammenlignet med kraftpris i Basis



Figur 44: Sammenligning av mer kjernekraft og mindre havvind i Storbritannia i 2050

5.7 En utvikling med mer kjernekraft påvirker kraftprisene lite

Frankrike og Storbritannia er de største kjernekraftlandene i Europa, og begge land vil trolig bygge ny kjernekraft. Hvor mye og når det kommer er mer usikkert. TSO'ene i Frankrike (RTE) og Storbritannia (National Grid) har et høyscenario for total installert kapasitet kjernekraft i 2050 på hhv. 15 og 12 GW høyere enn i Basis³⁷. I disse scenarioene er det mindre havvind og fleksibilitet. Scenarioene er utformet for å kunne dekke kraftforbruket ved energiomstillingen. Ifølge RTE kan det anses som et veivalg på

³⁵ Samtidig er reguleringsevnen til kjernekraft begrenset, på grunn at start- og stoppkostnader, så i praksis vil kjernekraften forlenge revisjonsperioder i perioder med mye nullpriser.

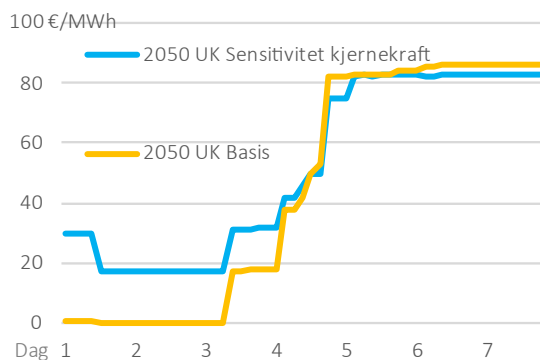
³⁶ [The Path to a New Era for Nuclear Energy, IEA 2024](#)

³⁷ Innmeldt installert kapasitet til ENTSO-E frem til 2050.

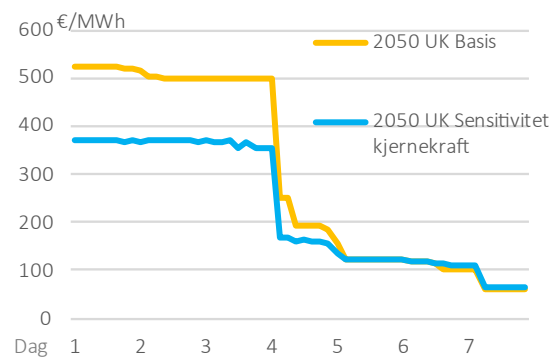
hva de skal satse på, samtidig som de beskriver at det ikke er teknisk mulig å dekke all forbruksøkning med kun ny kjernekraft, og at fornybar produksjon må bygges ut i tillegg. Høyscenarioet for kjernekraft er basert på hva de mener er teknisk mulig å realisere. Kjernekraft fjerner ikke behovet for topplastverk for å dekke forbruket i timer når residualforbruket er høyest, da kjernekraft er lite egnet for dette formålet.

Vi har gjort en sensitivitet hvor disse kjernekraftvolumene er lagt inn, og samtidig skalert ned utbyggingen av havvind. Disse to høyscenarioene til RTE og National Grid tilsvarer en økning på drøyt 30 % av total installert kjernekraft i vårt modellerte kraftsystem. Dette gir i overkant av 70 TWh mer årlig kraftproduksjon fra kjernekraften. Vi har justert ned havvind tilsvarende volum målt i energi³⁸. Siden havvind har mindre brukstid er antall MW installert havvind redusert mer enn økningen i kjernekraft – i sum gir dette en mindre produksjonspark som produserer like mye energi.

Simuleringen med mer kjernekraft gir omtrent uendrede kraftpriser. Forskjellen er litt høyere priser på sommeren og litt lavere på vinteren. Disse to priseffektene utligner hverandre, og snittprisen over året blir uendret. Men den oppnådde kraftprisen til kjernekraften synker med drøyt 1 €/MWh.



Figur 45: Sammenligning kraftpris i en sensommeruke i Storbritannia 2050. Basis mot sensitivitet med mer kjernekraft og mindre havvind.



Figur 46: Sammenligning kraftpris i en høypris vinteruke i Storbritannia 2050. Basis mot sensitivitet med mer kjernekraft og mindre havvind.

Vi har illustrert sensitiviteten for en sommer- og vinteruke i figurene over. I timene med lite vind og kaldt vær, kan det være behov for færre topplastverk som har svært høy driftskostnad, som vist i figuren over til høyre. Likevel vil ikke kjernekraft være tilstrekkelig til å dekke alle topplasttimene, og prisen settes derfor fortsatt av andre termiske kraftverk. Til venstre ser vi at mindre fornybar på sommeren, gjør at andre teknologier med høyere marginalkostnad enn fornybar blir prissettende.

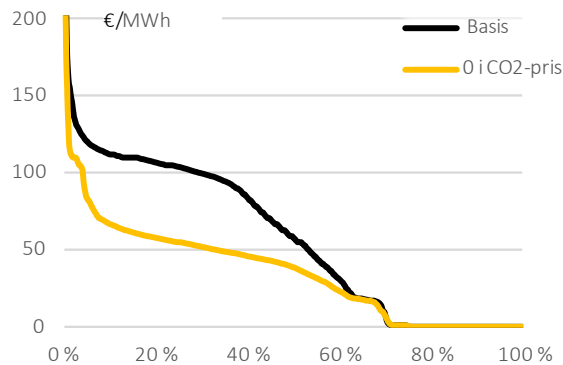
I Basis er fornybarteknologiene lønnsomme, som vil si at de oppnår et rimelig avkastningskrav gjennom levetiden. Og mengden fleksibilitet henger tett sammen med disse fornybarvolumene. I det stiliserte eksemplet, hvor man erstatter havvind med kjernekraft, målt i energi, vil markedet tilpasset seg en ny eller annen likevekt. Forskjellen er at det da blir bygget mindre havvind og mindre fleksibilitet i form av topplastverk, storskala batterier og elektrolyse.

5.8 Betydelig lavere kraftpriser hvis man avvikler kvotemarkedet på 2030-tallet

Kvotemarkedet er et viktig verktøy i energiomstillingen. Selv om omstillingen går raskt, vil en betydelig andel av produksjonsmiksen i 2035 fortsatt være avhengig av kvoteprisen på CO₂. En hypotetisk

³⁸ For å få dette til har vi ikke havvindutbygging etter 2030 i disse to landene.

reversering av klimapolitikken i EU der kvotemarkedet legges ned, vil kunne gi mye lavere kraftpriser på 2030 tallet. Vi anser et slik scenario som svært lite sannsynlig.



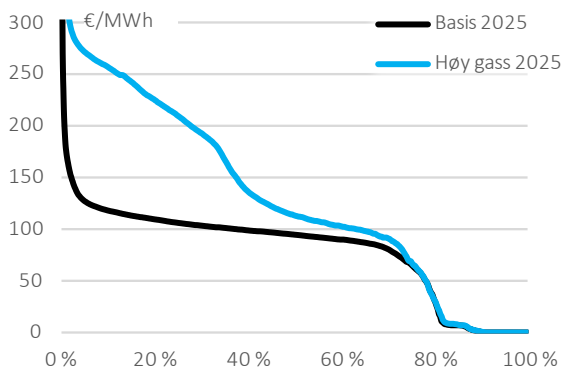
Figur 47: Varighetskurve for tysk pris i 2035 i Basis sammenlignet med sensitivitet med 0 €/t i CO₂-pris.

I en sensitivitet hvor vi har satt CO₂-prisen til 0 €/t i 2035 faller snittprisen i Tyskland fra 57 €/MWh i Basis til 36 €/MWh. Dette da marginalkostnaden for fossile kraftverk blir betydelig lavere. I 2040 og 2050 ville den direkte effekten på kraftprisen vært lavere da de fleste fossile kraftverkene er faset ut.

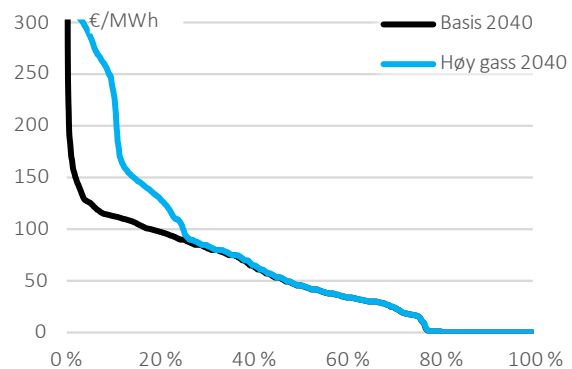
Uten en CO₂-pris svekkes samtidig lønnsomheten av fornybar og ulike fleksibilitetsløsninger, som igjen bremser den videre energiomstillingen. Rundt 2030 og 2040 er fornybarteknologier som sol- og vindkraft er avhengige av høyere kraftpriser for å oppnå lønnsomhet. Uten en CO₂-pris vil derfor utbyggingen av fornybar reduseres, og det vil bli mindre insentiver til å utvikle fleksibilitet.

5.9 Sjokk i gassprisen påvirker kraftprisen mindre i et mer fornybart kraftsystem

Energikrisen i 2022 viste tydelig at et sjokk gassmarkedet og rekordhøye gasspriser også ga rekordhøye kraftpriser. Mot 2050 kan det komme nye situasjoner som gir store, periodevis ubalanser og resulterende høye kraftpriser. Samtidig bidrar stadig mer fornybar til at det blir stadig færre timer der kull og gasskraft setter kraftprisen, noe som vil gjøre at variasjoner i brenselsprisene vil ha stadig mindre direkte innvirkning på kraftprisen.



Figur 48: Varighetskurve for tysk pris i 2025 i Basis og med høy gasspris.



Figur 49: Varighetskurve for tysk pris i 2040 i Basis og med høy gasspris.

For å illustrere dette har vi i en sensitivitet økt gassprisen til 100 €/MWh i 2025 og 2040. Denne sensitiviteten er ment å representere et sjokk i gassprisen, og ikke en vedvarende økning, som vi viser i Høypris. Våre simuleringer viser at effekten er betydelig større i 2025, sammenlignet 2040, da andelen gasskraftverk er langt høyere i 2025. I 2025 øker snittprisen med 60 %, mens den i 2040 øker med 40 %. I begge år blir det langt flere timer med kraftpriser over 200 €/MWh.

6 Utvikling av forbruk, produksjon og nett i Norge og Norden

6.1 Norge – sterke drivkrefter for vekst, men også flere dempende faktorer

Elektrifisering og ny industri er sterke drivkrefter for økt kraftforbruk i Norge fram mot 2050. I alle våre scenarier for utviklingen i norsk forbruk og produksjon legger vi til grunn at Norge beholder målet om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050. Sammen med EUs klimamål, både for 2030 og 2050, og EU ETS, bidrar dette til elektrifisering, mer ENØK og ny produksjon i Norge. Vi mener dette er realistisk og et rasjonelt utgangspunkt for våre analyser. Samtidig kan omstillingen både ta kortere og lengre tid, uten at det påvirker hovedretningen for det norske kraftsystemet. Vi legger ikke til grunn at Norge når målet fra Hurdalsplattformen om å kutte 55 % av norske utslipp til 2030, da regjeringen vurderer at det blir krevende å nå målene for 2030³⁹.

Det er mange forbruksplaner og prosjekter under utvikling, og det er reservert nettkapasitet for tilknytning av rundt 8 000 MW nytt forbruk de nærmeste årene. Behovet for å kutte utslipp gjennom elektrifisering kan alene gi en økning i forbruket på rundt 30-50 TWh⁴⁰, og enda mer hvis alt skal bli utslippsfritt med hydrogen produsert i Norge. I tillegg er det et stort potensial for økt forbruk fra ny industriaktivitet og datasentre.

Til tross for mange planer har det samlede forbruket vært tilnærmet uendret de siste årene, og det er først i 2024 at forbruket har tatt seg opp og er tilbake på nivået fra før energikrisen. Den underliggende veksten fra 2023 til 2024 ser ut til å havne på rundt 4,5 TWh.⁴¹ Videre framover gir mange utsatte og skrinlagte prosjekter mest sannsynlig en forskjøvet vekst de første årene – og det er mulig at dette fortsetter å gi lav vekst. Videre gir økt industriell konkurranse fra Kina og USA, og usikkerhet om hydrogen blir billig nok, et stort utfallsrom for industrien i Norge på samme måte som ellers i Europa.

I hvilken grad norske myndigheter bidrar med økonomisk støtte i ulike former vil ha stor betydning for veksten innen både havvind, hydrogen og grønn industri. I dag gis det noe støtte for å hjelpe i oppstarten og for å bidra til teknologiutvikling. For de første havvindprosjektene utgjør dette betydelige beløp. Vi legger til grunn at Norge ikke vil ha store og vedvarende subsidieordninger, og at eksempelvis havvind bør realiseres uten støtte lengre ut i tid selv om det gis støtte innledningsvis. Dette vil trolig begrense hvor høy veksten kan bli i Norge, særlig i perioden fram til 2040.

En større netto vekst i industrien forutsetter at det er lave nok kraftpriser og tilgang på ny kraftproduksjon til konkurransedyktige kostnader. Modellsimuleringer fra Statnett, NVE og flere andre viser at kraftprisene i Norge vil øke relativt til andre land hvis forbruket øker mer enn produksjonen⁴². Hvis dette skjer, vil det etter hvert medføre at ny industri heller etablerer seg i andre land. Det blir også mer sannsynlig at deler av dagens industri legger ned eller flytter. I en situasjon med høyere priser kan det fortsatt komme tilvekst av nytt forbruk fra datasentre, elektrifisert transport og andre med høy betalingsvilje, men samtidig vil de høye prisene bidra til å skyve ut eksisterende industriforbruk med lavere betalingsevne, slik at nettoøkningen ikke blir like stor. Vi understreker at det er usikkert hvor høye prisene i Norge kan være før forbruksveksten dempes. Det er imidlertid rimelig sikkert at forbruksveksten over tid vil tilpasses veksten i produksjonen. Dette tilsier at det er lite sannsynlig med store og vedvarende underskudd på den norske energibalansen.

³⁹ Regjeringen (2024) [Regjeringens klimastatus og -plan](#)

⁴⁰ Statnett (2019) *Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm*, Miljødirektoratet (2024) *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsunderlag 2024*.

⁴¹ SSB og [Energibruk - NVE](#).

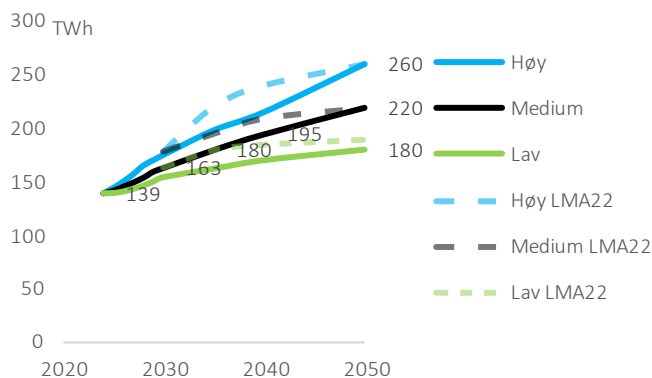
⁴² Blant annet vist i Statnett (2024) [Kortsiktige markedsanalyse 2024-2029](#).

Flere faktorer tilsier at det vil være en begrenset produksjonsvekst til 2040 i Norge, noe som igjen vil begrense veksten i forbruket. Landvind er lønnsomt og kan teknisk sett bygges ut i stor skala. Bred folkelig motstand, og vedtak om å si nei til utbygging i mange kommuner, reduserer imidlertid potensialet. Et mulig høyt anslag til 2040 er kanskje 10-15 TWh ny landvind, men det kan også bli mye mindre. Når det gjelder havvind, er det først og fremst lav lønnsomhet som begrenser utbyggingen de første 10-15 årene. Bunnfast havvind kan i beste fall gi opp mot 15-25 TWh innen 2040. Flytende havvind har derimot vist seg å være mer umodent enn tidligere antatt. Og uten mye støtte kan utbyggingen stoppe etter første trinn på Utsira Nord, som tilsvarer produksjon på om lag 2 TWh. I tillegg kan det bli en del ny solkraft, og noe mer vannkraftproduksjon målt i energi. På lengre sikt er det også mulig at det blir bygget kjernekraft i Norge – men det er lite sannsynlig at det skjer før 2040.

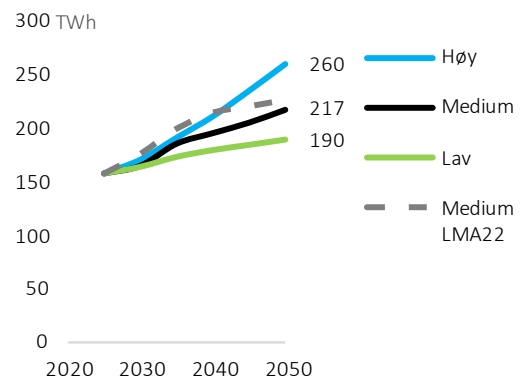
6.2 Utfallsrommet for vekst i Norge mellom 180 og 260 TWh i 2050 – produksjonen avgjør

Det er i hovedsak tre sentrale faktorer som påvirker forbruksveksten i Norge: i) elektrifisering for å kutte eksisterende norske klimagassutslipp, ii) tilgangen på tilstrekkelig volum ny fornybar produksjon til lave nok kostnader og iii) hvor stor andel Norge tar av ny europeisk industri og næringsaktivitet, som for eksempel datasenter og hydrogenproduksjon.

Våre hovedscenarier for norsk forbruksutvikling gir en vekst til mellom 180 og 260 TWh til 2050. Felles for scenarioene er at det er rimelig balanse over tid mellom veksten i forbruk og produksjon, og at den norske energibalansen er rundt null.



Figur 50: Forbruket per år i scenarioene Høy, Medium og Lav. Stiplede linjer er tilsvarende scenarier i LMA22.



Figur 51: Produksjonen i Medium, Høy og Lav fra LMA24. Stiplet linje er Medium fra LMA22.

Etter vår vurdering er scenarioene med høyest vekst i produksjon og forbruk blitt mindre sannsynlig de siste par årene. Sannsynligheten for scenarioet ekstra høy vekst som vi hadde i LMA 2022 anser vi nå som særlig redusert, og har ikke tatt det med i årets analyse. På lengre sikt kan flytende havvind gi store volum ny produksjon hvis utbyggingskostnadene faller. Teknologi- og kostnadsutviklingen for kjernekraft avgjør om kjernekraft kan være aktuelt på lengre sikt. Det er også mulig å bygge mye mer landvind, men slik det ligger an nå vil det ta tid før det eventuelt gis tillatelser til dette.

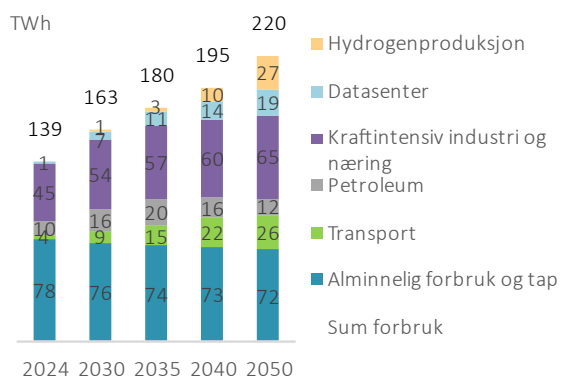
Medium – 220 TWh forbruk drevet av overgang til nullutslipp, grønn industrivekst og ny produksjon

I scenarioet Medium øker forbruket til 220 TWh til 2050. Dette er drevet av både utslippskutt og industrivekst. Selv om industriforbruket øker, forutsetter vi at det er en del bedrifter som samtidig reduserer aktiviteten eller legger ned. I Medium legger vi i tillegg til grunn at en del av behovet for hydrogenbaserte drivstoff i Norge dekkes av import.

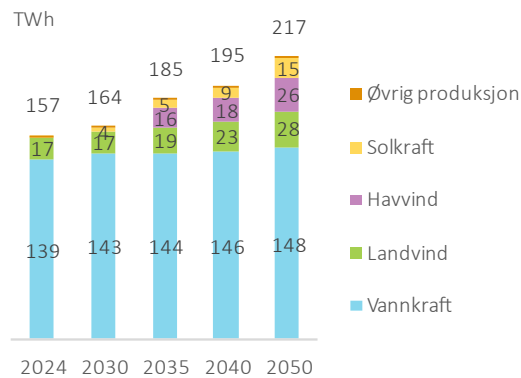
Det ligger fremdeles et stort energisparingspotensial i dagens boliger og tjenestebygg. I Medium har vi en reduksjon fra ENØK på 10-15 TWh, på nivå med hva NVE og Multiconsult beregnet som det

økonomiske potensialet i Multiconsults rapport *Kostnader for energieffektivisering i bygg*⁴³. ENØK, demografi og urbanisering nøytraliserer økt forbruk som kommer av befolkningsvekst. I sum reduseres forbruket til husholdninger, nærings- og industribygg og primærnæring med ca. 6-7 TWh til 2050.

I Medium har vi en vekst til 2050 fra i dag på 14,5 TWh/16 GW solkraft, 9 TWh/5 GW vannkraft, og 10 TWh/3 GW vindkraft på land. I tillegg har vi 25 TWh/5,8 GW havvind til 2050. Av dette, 2,8 GW bunnfast havvind som kommer fra 2035, der 1,4 GW er havvind i Sørlige Nordsjø II, som er knyttet til med radial til Norge (Ventyr) og 1,4 GW er havvind i Sørvest F, knyttet til med hybrid. Det usikkert og ikke besluttet hvilken nettløsning havvind i Sørvest F vil ha. Resterende havvind er flytende havvind langs kysten.



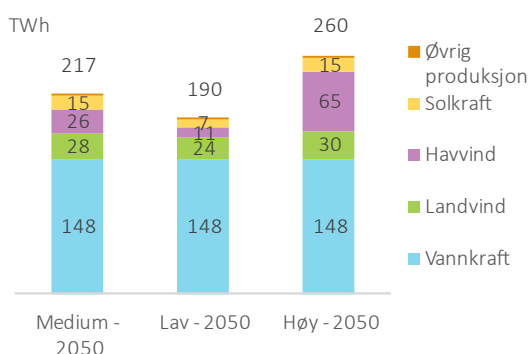
Figur 52: Fordeling av forbruk på kategorier i Medium.



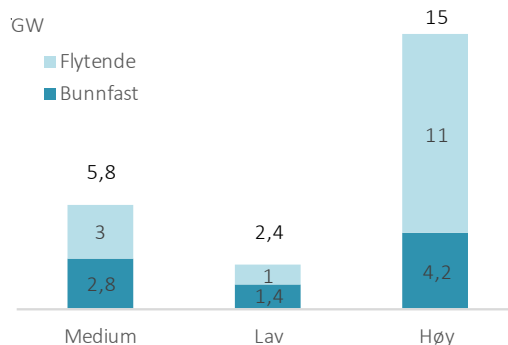
Figur 53: Fordeling av produksjon på kategorier i Medium.

Høy – 260 TWh forbruk drevet av mer produksjonsutbygging og ny grønn industri

I Høy legger vi til grunn reduserte teknologikostnader og mer ny produksjon enn i Medium. Her forutsetter vi at flytende havvind er tilstrekkelig konkurransedyktig til å kunne bygges uten vesentlige støtteordninger etter 2040. Høy kan også representere et scenario med mer landvind og kjernekraft, selv om dette ikke er tatt med i våre konkrete datasett. Hovedpoenget er at lave nok kraftpriser gir større vekst innen grønne industrier og datasentre i Norge.



Figur 54: Fordeling av produksjon i 2050 i Medium, Lav og Høy.



Figur 55: Utbygging av havvind til 2050 i de ulike scenarioene.

Høy representerer et scenario med omfattende elektrifisering i Norge og har en vekst på 60 TWh til 2035, og 120 TWh til 2050. Forbruksveksten til 2035 er på nivå med NVEs scenario "Elektrifisering", som tar høyde for Miljødirektoratets klimatiltak for å redusere utslipp med 60 % til 2035.⁴⁴

⁴³ [Multiconsult \(2021\) Kostnader for energieffektivisering i bygg](#)

⁴⁴ [Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024 \(Miljødirektoratet, 2024\), Scenarier for kraftmarkedet 2024 \(NVE, 2024\)](#)

Statnett har reservert nettkapasitet til om lag 8 000 MW (50 TWh⁴⁵) forbruk i dagens og planlagt nett, og det er om lag 8 000 MW mer som står i kapasitetskø⁴⁶. I sum gir dette en potensiell forbruksøkning på rundt 100 TWh. Forbruksplanene består av mye ny industri. I Høy legger vi til grunn at en stor andel av disse planene realiseres. Summen av det som har reservert nettkapasitet og er i kø er til sammen om lag 10 000 MW.

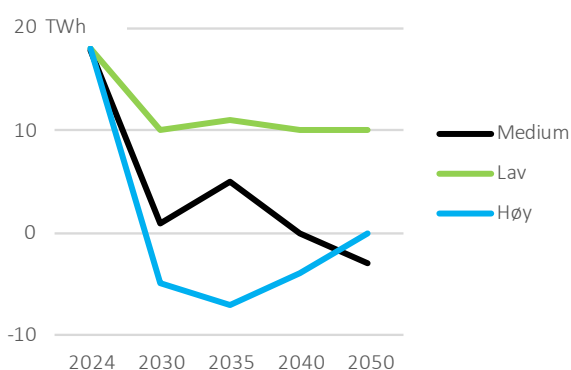
Lav – 180 TWh forbruk gitt av knapphet på kraft og mer ENØK

I Lav bygges det ut mye mindre ny produksjon, og det er enda mindre økonomisk støtte til både industri og produksjon. Samlet produksjon fra havvind er bare rundt 10 TWh i 2050. Vi legger til grunn at klimamålene for 2050 gjelder og at en stor andel av dagens industri elektrifiseres, men at mer av dagens industri blir utkonkurrert av ny industri sammenlignet med i Medium. Samtidig bidrar ENØK med større reduksjoner, rundt 20-25 TWh, på nivå med reduksjonspotensialet illustrert i analyser av Sintef. Sammen med befolkningsvekst gir dette en netto reduksjon i alminnelig forbruk på rundt 15 TWh til 2050.

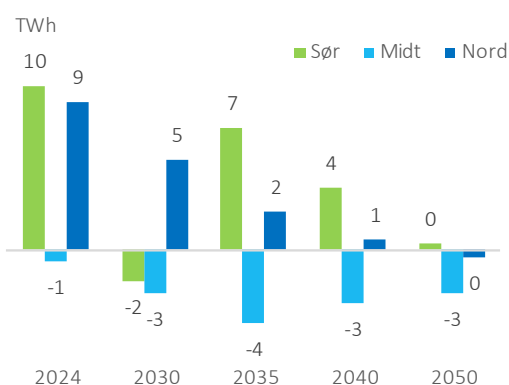
6.3 Begrenset utfallsrom for norsk energibalanse over tid – balanse rundt null til 2050

Utviklingen av den gjennomsnittlige energibalansen i Norge har mye å si for kraftprisene og lønnsomheten av både produksjon og forbruk. Men nettopp fordi det har så mye å si for kraftprisene er det lite realistisk at det vil kunne oppstå et stort over- eller underskudd som vil vedvare over tid.

Ved stort underskudd gir høye priser økt sannsynlighet for at forbruket reduseres. Samtidig blir det mer lønnsomt med ny produksjon. Ved overskudd og lavere priser er det motsatt – lønnsomheten av ny produksjon blir for lav, slik at utbyggingen av ny produksjon stopper opp eller at det kommer inn enda mer forbruk. Som følge av dette legger vi til grunn at forbruket øker omtrent like mye som produksjonen i både Lav, Medium og Høy, og at den norske energibalansen varierer rundt null i snitt over alle simulerte værår.



Figur 56: Utvikling i norsk energibalanse i Medium, Høy og Lav.

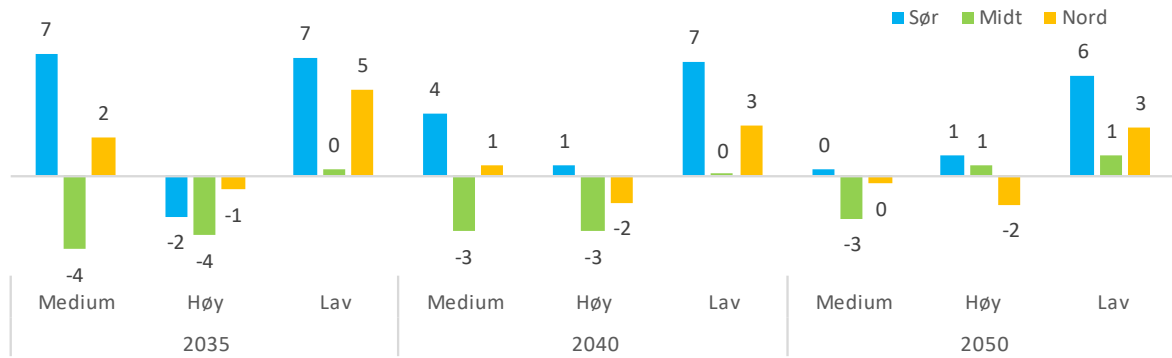


Figur 57: Regional energibalanse i Medium over analyseperioden.

Dette gjelder også for de regionale balansene. Som vist i Figur 58, reduseres overskuddet både i Sør- og Nord-Norge i Medium. I Midt-Norge er det et lite underskudd. De regionale balansene er imidlertid kun et utgangspunkt. Akkurat hvordan fordelingen av forbruk og produksjon blir, er usikker. I Høy og Lav legger vi også til grunn en energibalanse rundt null i 2050 i både Sør, Midt og Nord.

⁴⁵ 8 000 MW gitt 7 000 brukstimer.

⁴⁶ [Statistikk om tilknytningssaker, Statnett.](#)



Figur 58: Regional balanse i Medium, Lav og Høy.

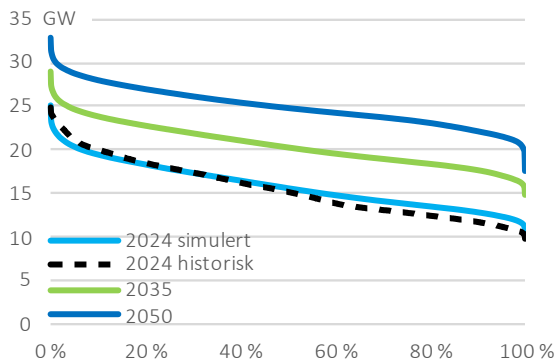
I tillegg til forbruksscenarioene Lav, Medium og Høy ser vi på en sensitivitet hvor energibalansen fra Medium endres med -10TWh og +10TWh. Dette for å belyse scenarioer med skjev vekst i forbruk eller produksjon.

6.4 Effektforbruket øker selv om noe av det nye forbruket er fleksibelt

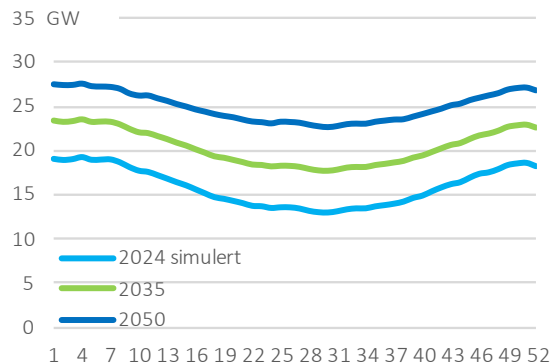
Mye av det nye forbruket i scenarioene er industriforbruk. Dette vil som dagens forbruk av samme type i hovedsak ha en jevn årsprofil og generelt være lite fleksibelt. Med dette mener vi at forbruket først reduseres ved midlertidige høye kraftpriser, modellert fra 500-1000 €/MWh og oppover.

ENØK vil over tid redusere det maksimale forbruket fra bygninger og husholdninger. Her beregner vi en reduksjon i effektuttaket i tråd med forutsetningene om graden av energieffektivisering for hvert scenario⁴⁷. Mest sannsynlig vil energieffektivisering også gi alminnelig forbruk en jevnere årsprofil.

Mye av forbruket til elektrifisert transport fordeler seg til andre tider enn i timene med høyest samlet forbruk og høyest pris. Samtidig er det en viss andel som vil lade når forbruket ellers er på sitt høyeste. Her bruker vi profiler for samvariasjon og samlet effektuttak basert på observerte data.



Figur 59: Varighetskurve for simulert forbruk i Norge i 2024, 2035 og 2050 for alle værår samt varighetskurve for historisk forbruk 2024.



Figur 60: Ukentlig gjennomsnittlig effekt (GW) per uke over alle værår.

Høye kostnader for elektrolyseanlegg og lager gjør at forbruket til elektrolyse og produksjon av hydrogen i Norge trolig vil være lite fleksibelt langt ut i tid. Mot slutten av analyseperioden antar vi at hydrogenforbruket i Norge og Norden er mer fleksibelt, og kobler ut på høye kraftpriser.

⁴⁷ Vi bruker en egen modell, Leopard, til å beregne både årsforbruk og effektprofiler til alminnelig forsyning. Her tar vi blant annet hensyn både til befolkningsvekst, energikrav i nye bygg og rater for fornyelse av gamle bygg.

Hydrogenproduksjonen bidrar dermed ikke til å øke det samlede maksforbruket i Norge i vesentlig grad. Hvorvidt dette faktisk vil skje er imidlertid usikkert.

I forbruksscenarioet Medium øker det maksimale forbruket med omtrent 6 GW til 2035. Vi understreker samtidig at det er et estimat og at det er mye usikkerhet til hvordan det maksimale forbruket vil utvikle seg. Forbruksveksten er i hovedsak drevet av økt industriforbruk, som gir en relativ jevnere årsprofil for det samlede forbruket i Norge.

6.5 Installert effekt i norsk vannkraft vil trolig øke – usikkert hvor mye

Vi legger til grunn at det kommer inn mer effekt i norsk vannkraft, og at dette dekker veksten i effektforbruket. Hvor mye som kommer er imidlertid usikkert og avhengig utviklingen i alternative teknologier og kraftprisene. I Medium har vi en økning på i alt 5-6 GW, hvorav noen av prosjektene er pumpekraftverk⁴⁸.

Det er mulig å bygge ut mye mer effekt i eksisterende norske vannkraftverk. NVE har tidligere vist et mulig potensial på mer enn 15 GW⁴⁹. Med mer variable kraftpriser og et økt reinvesteringsbehov i vannkraften, er det nå prosjekter tilsvarende 10 GW mer effekt under planlegging. Mye av dette er planlagt som pumpekraft.

Hvis det bygges ut mer effekt og pumpekraft, vil fleksibiliteten i vannkraften øke, som vil bidra til dempe prisvariasjonen i Norge. Pumpekraft og effekt vil også redusere andelen nullpriser i Norge, og dermed heve den gjennomsnittlige oppnådde kraftprisen og lønnsomheten for havvind og annen produksjon.

Inntektene fra investeringer i økt effekt og pumpekraft realiseres ved å kunne produsere mer når prisene er høye. Men siden mer effekt og pumpekraft reduserer prisvariasjonen, og det samtidig er høye investeringskostnader, vil trolig utbyggingen bli lavere enn 10 GW.

6.6 Nordisk forbruk og produksjon – høy vekst, men stort utfallsrom

Det nordiske kraftforbruket kan doble seg – sol- og vindkraft fortsetter veksten

Energiomstillingen i Norden er dominert av de samme hovedtrendene som på kontinentet og i Storbritannia. Kraftforbruket er forventet å øke mye som følge av elektrifisering og nye, grønne verdikjeder. Norden er et attraktivt område for etablering av slik ny industri, blant annet fordi kraftprisene i snitt er lavere enn på kontinentet og fordi kraftproduksjonen allerede er tilnærmet utslippsfri. Samtidig ligger det nå an til at veksten det første tiåret vil bli tregere enn tidligere forventet – i likhet med i Norge og resten av Europa.

I Medium øker det nordiske kraftforbruket, fra rundt 400 TWh i dag, til ca. 720 TWh til 2050. Vår Medium er på nivå med NVE (2024), og noe lavere enn Thema (2024) og de nasjonale prognosene til de nordiske TSO'ene⁵⁰ sammenlagt. Vi legger til grunn en forbruksvekst som følger utviklingen i produksjonen.

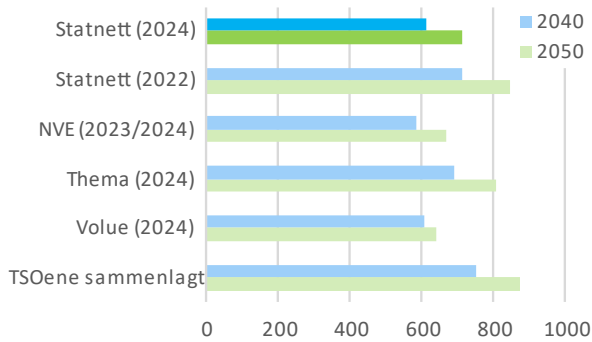
Kraftproduksjonen øker fra rundt 450 TWh i dag til ca. 720 TWh i 2050 i Medium. Det er sol- og vindkraft som gir de største volumene i Norden, med rundt 380 TWh og i overkant av 50 % av produksjonen i 2050. Veksten tilsvarer en utbygging av om lag 35 GW landvind, 25 GW havvind og 75

⁴⁸ Vi har ikke mulighet til å modellere pumpekraft med Samnettmodellen – og har derfor lagt inn økt effekt som kraftverk uten pumpe.

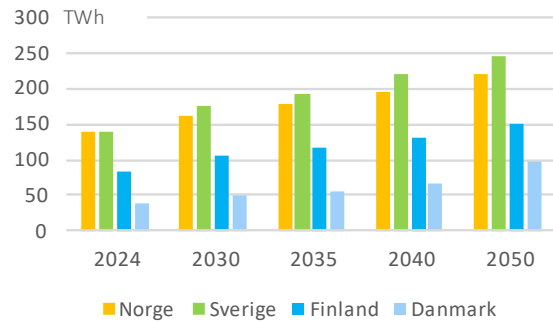
⁴⁹ [Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk \(NVE, juni 2011\)](#)

⁵⁰ Svenska Kraftnät, Energinet og Fingrid.

GW solkraft fra i dag. Produksjonen fra vannkraft øker noe gjennom perioden, men volumene er små sammenlignet med sol- og vindkraft.



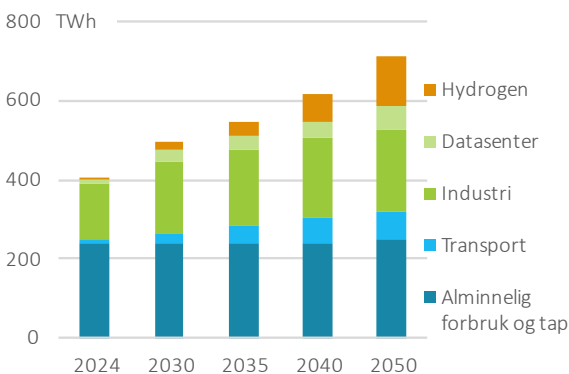
Figur 61: Samlet kraftforbruk i Norden i vår Medium sammenlignet med andre eksterne analyser.



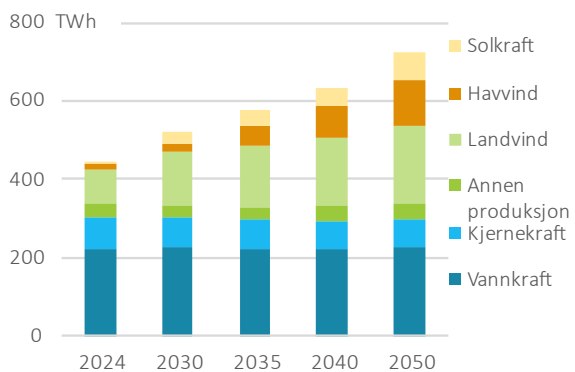
Figur 62: Fordeling av produksjon per land i Medium.

I Medium har vi lagt til grunn at kjernekraftkapasiteten i Norden er stabil på om lag 10-11 GW gjennom hele perioden, med fordeling ca. 6-7 GW i Sverige og 4 GW Finland. Dette er på nivå med basisprognosen fra ENTSO-E og de siste prognosene fra SVK og Fingrid⁵¹. Siden forrige LMA har imidlertid Sverige økt sine ambisjoner rundt kjernekraft, og den svenske regjeringen ønsker å legge til rette for investeringer i nye kjernekraftverk. Kapasiteten kan dermed bli høyere enn det vi har i vår Medium. Det er likevel fortsatt usikkert om det vil komme nye investeringer da kostnaden for nye kjernekraftverk trolig er høy. I Finland er det planer om å modernisere og forlenge levetiden til eksisterende kraftverk, men foreløpig ikke planer om ny kjernekraft.

I Sverige og Finland drives en stor del av forbruksveksten av utslippskutt i egen industri. I tillegg kommer noe vekst i nye industrier slik som datasenter, samtidig som det ser ut til å bli mindre vekst i batterifabrikker enn tidligere antatt. En god del av utslippskuttene skal gjøres ved å gå over til utslippsfri hydrogen i industriprosesser. I Sverige er det i all hovedsak prosjektene Stegra (tidligere H2 Green Steel) og Hybrit (LKAB) som står for veksten i hydrogenproduksjon, knyttet til å dekarbonisere stålindustrien. Høsten 2024 gikk imidlertid LKAB ut med at planene var nedskalert fra 20 TWh til rundt 7 TWh til 2030. Planene på lenger sikt er også utsatt. I årets LMA har vi i sum om lag 45 TWh forbruk til hydrogenproduksjon i Sverige og rundt 30 TWh i Finland.



Figur 63: Forbruk i Norden per kategori i TWh.



Figur 64: Produksjon i Norden per kategori i TWh.

Høyere kostnader har gjort utsiktene for havvind i Norden mer usikre. I tillegg har Sverige nedskalert sine planer om havvind i Østersjøen av sikkerhetspolitiske årsaker. Sammenlignet med forrige LMA har

⁵¹ [Långsiktig marknadsanalys \(SVK\)](#), [Fingrid Q3/2024](#)

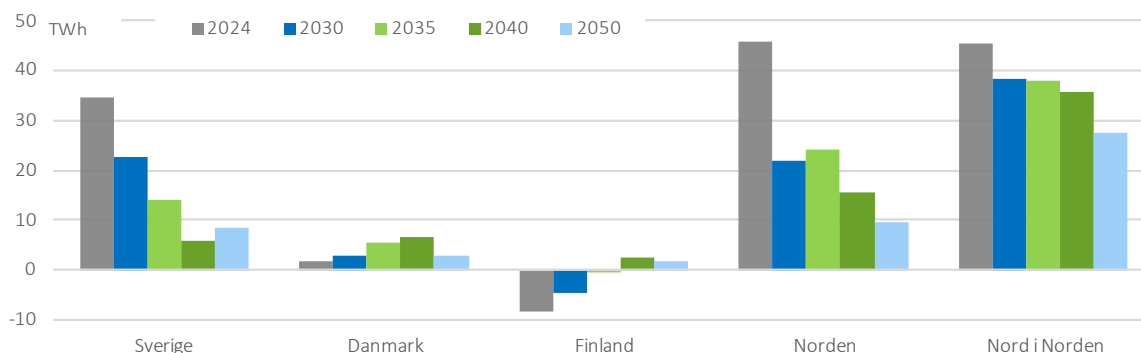
vi redusert prognosen for havvind i samtlige nordiske land. I Sverige har vi redusert prognosen for havvind med om lag 40 TWh til 2050, samtidig legger vi til grunn at det vil bli bygget mer landvind.

Danmark har allerede i dag lite CO₂-utslipp, og veksten i produksjon og forbruk drives primært av Danmarks industripolitiske målsetning om å bli nettoeksportør av nullutslippsenergi. Men med høyere teknologikostnader, både på havvind og hydrogen, er veksten i Danmark blitt mer usikker. Vi har derfor nedskalert vår prognose for både forbruk og produksjon i Danmark – hovedsakelig knyttet til mindre havvind og hydrogenproduksjon. Likevel legger vi til grunn en dobling av forbruket til 2050. I Basis kommer omtrent halvparten av veksten etter 2040 når vi forutsetter at kostnadene er mer konkurransedyktige.

Selv om planene om hydrogenproduksjon er utsatt og nedskalert, legger vi fortsatt til grunn at det bygges ut i overkant av 20 GW elektrolysekapasitet i Norden innen 2050 i Basis. Dette tilsvarer om lag 125 TWh forbruk til produksjon av hydrogen⁵². Veksten i forbruket til hydrogenproduksjon vil være avhengig av hvorvidt kostnadene går ned for elektrolyseanlegg, som er et stort usikkerhetsmoment – både for samlet vekst og utviklingen i kraftprisene. I tillegg er det viktig at det er tilgang på god og kostnadseffektiv lagringskapasitet.

Norden fortsetter å ha energioverskudd lenge – særlig i nord

Norden har i dag et overskudd på energibalansen på rundt 45 TWh i et normalår. Høy forbruksvekst gir et betydelig fall i balansen allerede til 2030 i vår Basis. Balansen faller videre mot 2050, men holder seg positiv. Overskuddet nord i Norden (NO3, NO4, SE1, SE2 og Finland) faller, men holder seg relativt høyt gjennom hele perioden. Årsaken til dette er utsettelse av store industriprosjekter og at det fortsatt kan bygges ut vindkraft på land. Dette gir et vedvarende stort overføringsbehov nord-sør.



Figur 65: Energibalansen i utvalgte land, områder og samlet i Norden i TWh.

En del av det nye nordiske forbruket vil trolig være fleksibelt

Forbruket til produksjon av hydrogen vil kunne bli gradvis mer fleksibelt dersom kostnadene til elektrolyseanlegg og lageranlegg for hydrogen blir lave nok. Fram til 2040 forutsetter vi imidlertid at dette, på samme måte som ellers i Europa, er relativt ufleksibelt forbruk med utkoblingspriser hvor det meste av forbruket har en utkoblingspris rundt 75-200 €/MWh. For 2050 forutsetter vi at investeringskostnadene for elektrolyseanlegg har sunket, og at man får til tilstrekkelig lønnsom lagerkapasitet. Da har vi redusert utkoblingsprisene for hovedandelen av forbruket til hydrogenforbruk ned til mellom 40-75 €/MWh. Det er i midlertidig stor usikkerhet knyttet til kostnadene til hydrogenlager, og om det vil være lønnsomt å bygge ut tilstrekkelig lagerkapasitet til at hydrogenproduksjonen kan være fleksibel.

⁵² Ca. 3 Mtonn hydrogen gitt 80 % effektivitet.

I tillegg til fleksibel hydrogenproduksjon, vil batterier og fleksibelt forbruk fra elkjeler med utkoblingspriser mellom 20-75 €/MWh bidra til mer fleksibilitet på forbrukersiden.

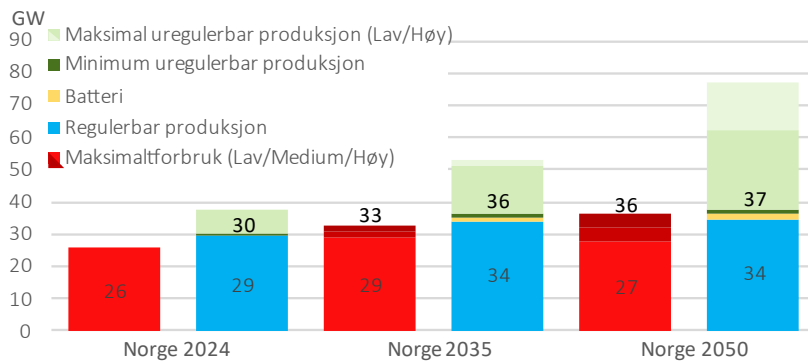
Selv om en del av det nye forbruket trolig vil være fleksibelt, vil det likevel bli en betydelig økning i det samlede nordiske effektforbruket i perioder med kulde og lav produksjon fra uregulert fornybar produksjon. Dette skyldes at mye av den øvrige forbruksveksten mest sannsynlig vil være industriforbruk og lite prissensitivt.

6.7 Norge og Norden kan få strammere effektbalanser – må ha mer regulerbar effekt

Norge som helhet har i dag en positiv effektbalanse i timene med høyest forbruk. Dette innebærer at det er tilgjengelig regulerbar produksjonskapasitet til å dekke hele det norske forbruket på de kaldeste og mest vindstille dagene, og samtidig ha noe eksport.

Vi forutsetter at det bygges ut 5 GW mer effekt i eksisterende regulert vannkraft frem mot 2050. Dette gjør at Norge beholder en positiv effektbalanse selv om effektforbruket øker. Det er imidlertid mye usikkerhet knyttet til disse investeringene. Ved lavere vekst i vannkrafteffekten enn det vi har forutsatt vil Norge få negativ effektbalanse innen få år, særlig om vi får Medium eller Høy forbruksutvikling.

Generelt er det utfordrende å estimere effektbalansen. På forbrukssiden er det knyttet usikkerhet til betalingsviljen til forbruket i timen med høyest forbruk, samtidig er tilgjengeligheten av den regulerbare effekten fra vannkraft også usikker. Effekten i vannkraften er lavere ved lave magasinfyllingsgrader enn når magasinene er tilnærmet fulle, og denne kapasiteten blir overestimert i våre modellsimuleringer. NVE⁵³ beregner den tilgjengelige regulerbare effekten i dagens system til å være 2 GW lavere enn det vi har i våre beregninger. Graden av samtidighet i den uregulerbare kraftproduksjonen er også avhengig av hvor den uregulerbare kraften bygges ut. For eksempel vil vindkraft i Nord-Norge eller nord i Sverige ha lav korrelasjon med vindkraft i Nordsjøen, mens det motsatt vil være høyere samtidighet om mye ny produksjon konsentreres der.



Figur 66: Utvikling i effektmargin i Norge (GW).^{54 55}

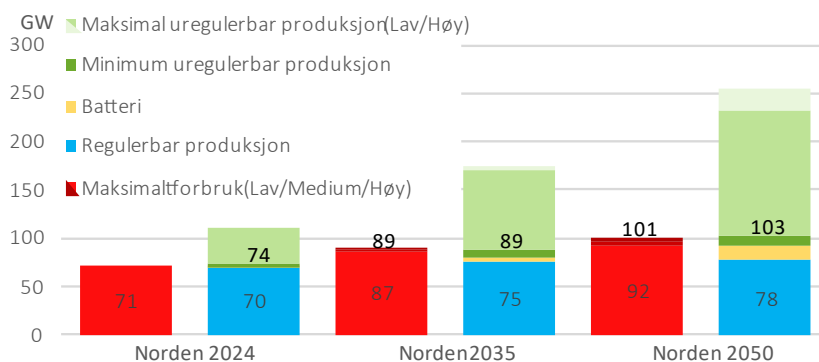
Figur 66 viser det maksimale simulerte effektforbruket for Lav, Medium og Høy forbruksvekst i Norge, sammen med utviklingen i installert effekt for regulerbar og uregulerbar produksjon. Effektmarginen blir litt svakere utover i analyseperioden.

⁵³ NVE Rapport nr. 20/2024. Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035.

⁵⁴ Maksforbruket er tatt i timen med høyest forbruk (ekskludert forbruk til hydrogenproduksjon og elkjel) for hele området. Regulerbarproduksjon er installert effekt fra termiske kraftverk og regulerbar vannkraft fratrukket revisjoner. Uregulerbar produksjon er maksproduksjon fra landvind, havvind, sol og småskala vannkraft for hele området samlet.

⁵⁵ Minimum uregulerbar produksjon summerer timene med 1 % lavest samlet produksjon fra variable produksjonskilder i hvert område. Verdier for Norge og Norden vil ikke være de samme som summen av verdier for hvert område fordi timen med maksimalt forbruk og uregulerbar produksjon ikke nødvendigvis oppstår samtidig i alle inkluderte områder.

Norden har også en svak positiv effektbalanse i dag. Derimot er den negativ når vi ser på Østlandet, Sverige sør for snitt 2, Finland, og østlige Danmark samlet. I Sverige og Finland gir dagens vann- og kjernekraft et viktig bidrag til å dekke opp behovet når det er lite vind og høyt forbruk. Figur 67 viser at effektmarginen i Norden vil bli negativ om det ikke kommer ny effekt til. Vi legger til grunn god økonomi for investeringer i effekt og at det bygges batterier fra 2030 som samlet er med på å holde effektmarginen i Norden positiv frem mot 2050.



Figur 67: Utvikling i effektmargin for Norden samlet (GW). Vi legger til grunn planlagt nettutvikling i Norge og Sverige.

6.8 Vi legger til grunn planlagt nettutvikling i Norge

Fram til 2050 skal det gjennomføres en rekke oppgraderinger i transmisjonsnettene i Norge og Sverige. I årets LMA har vi laget nye nettmodeller for 2030, 2035, 2040 og 2045 basert på Statnetts områdeplaner, hvor 2045-nettet legges til grunn for analyseåret 2050, og dermed representerer målnettene. Dette er forutsetninger vi bruker i analysene. Faktisk fremdrift for oppgraderingene er blant annet avhengig av utvikling i behov og konsesjonsprosesser.

Det er viktig å presisere at fordi vi lager datasett for hvert femte år, skal nettmodellene være representative for transmisjonsnettene en tidsperiode rundt de respektive årene. Det medfører at det kan være enkelte forskjeller mellom tidspunktene for nettendringene som vi legger til grunn her sammenlignet med øvrig kommunikasjon fra Statnett om nettførsterkninger. Områdeplanene legger opp til en høy utbyggingstakt i årene som kommer. Vi tar derfor forbehold om at det kan bli forsinkelser sammenlignet med den planen vi skisserer her.

Vi har lagt til grunn at det allerede fra 2035 er gjennomført en rekke nettoppgraderinger. Oppgradering til 420 kV mellom Sauda og Sogndal øker kapasiteten nord-sør på Vestlandet, mellom NO2 og NO5. Reinvestering av 300 kV-nett mellom Grenland og Oslo, samt en ny 420 kV-ledning i korridoren fra Grenland til Sørlandet (Østre korridor 2), hever overføringskapasiteten mellom NO1 og NO2. I tillegg får vi 420 kV i Finnmark fra Skaidi til Varangerbotn og Hammerfest. Fra 2035 legger vi også til grunn utskiftning av dagens 220 kV-ledning mellom Nordland og SE2, med en ny 420 kV-ledning.

Fra 2040 har vi gjennomgående 420 kV inn til Oslo både fra Sunndalsøra, gjennom Hallingdal og fra Sauda gjennom Telemark. I Nord-Norge gir i tillegg flere forsterkninger økt kapasitet i Finnmark og sør for Rana mellom NO4 og NO3. Gjenstående tiltak i 2050 er knyttet til oppgraderinger av 300 kV-nett i Sør-Norge, i tillegg til dublering av ledninger mellom Rana og Ofoten, og Skillemoen-Skaidi. Oppgraderingene som er lagt til grunn i målnettene er oppsummert og tegnet inn på kartet i Figur 68.

Til 2035:

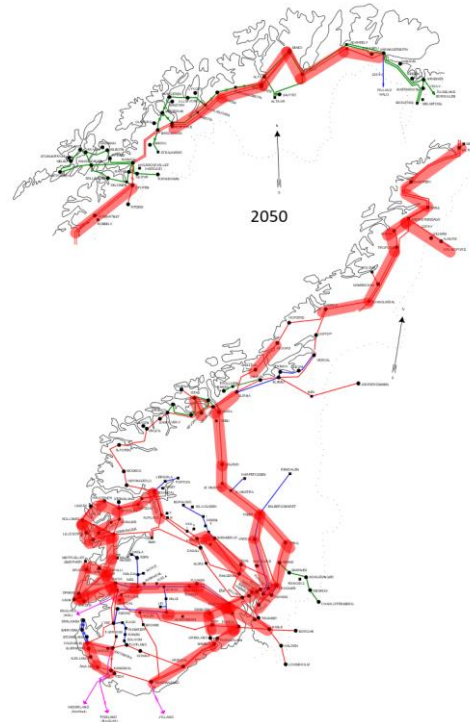
- 420 kV Sauda-Sogndal (NO2-NO5)
- 420 kV Grenland-Oslo og ny 420 kV-ledning Grenland-Sørlandet (NO1-NO2)
- 420 kV Nordland til Sverige (NO4-SE2)
- Back-to-back Varangerbotn (NO4-FIN)
- 420 kV Skaidi-Varangerbotn/Hammerfest (NO4)

Til 2040:

- 420 kV Sunndalsøra til Oslo (NO3-NO1)
- 420 kV Hallingdal til Oslo (NO5-NO1)
- 420 kV fra Sauda gjennom Telemark til Oslo (NO2-NO1)
- 420 kV sørover fra Rana til Namsos og sanering av Tunnsjødal-Verdal (NO4-NO3)
- Dublering 420 kV Balsfjord-Skillemoen (NO4)

Til 2050

- Gjenværende oppgraderinger til 420 kV i Sør-Norge
- Dublering 420 kV Rana-Ofoten og Skillemoen-Skaidi (NO4)



Figur 68: Oppsummering av de viktigste netttiltakene som er lagt til grunn i målnettet i 2050. Kartet viser tiltakene fram til 2050.

Skagerakforbindelsen mellom Norge og Danmark består i dag av fire kabelanlegg (Skagerak 1-4) med en samlet kapasitet på ca. 1 700 MW. Det er ikke besluttet om kapasiteten blir fornyet når Skagerak 1 og 2 når den tekniske levetiden mot slutten av tiåret⁵⁶. Statnett har imidlertid satt i gang prosessen med å utrede en reinvestering. I våre scenarier legger vi til grunn at kapasiteten opprettholdes på 1700 MW, inntil Skagerak 3 går ut av drift rundt 2040. Fra 2040 er kapasiteten mellom Norge og Danmark 1 200 MW. Vi legger også til grunn at neste trinn av utbyggingen av havvind i Sørlege Nordsjø II bygges med hybrid tilkobling på 1 400 MW og er i drift fra 2035. Vi understreker at det er usikkert både om det vil bygges mer havvind og om tilknytningen blir direkte med radial til Norge eller med hybrid. Denne forutsetningen har ikke stor betydning for hovedbudskapene i denne rapporten, men er tatt med blant annet fordi det gir et relevant utgangspunkt for analyser av nettbehovet i Norge.

Nettmodellene inkluderer også planlagte oppgraderinger av det svenske nettet for hvert analyseår. Svenska kraftnät er i gang med å oppgradere nettet mellom nord og sør, og vi legger til grunn flere oppgraderinger i det svenske nettet i tråd med dette. Viktigste for oss er Snitt 2, mellom SE2 og SE3, som vi forutsetter oppgradert i flere trinn i løpet av analyseperioden.

Sammenliknet med forrige Analyse av transportkanaler (ATK)⁵⁷, er nettprosjektene stort sett de samme, men noen prosjekter fremkommer nå som en mer stegvis utvikling av transportkorridoren mellom analyseår. Et eksempel på dette er oppgraderingen til 420kV mellom Sunndalsøra og Oslo.

6.9 Nettutviklingen gir økt overføringskapasitet mellom områder

Når flyten i nettet begrenses av fysiske overføringskapasiteten i nettet kaller vi denne begrensningen for en *flaskehals*. Netttiltakene som er lagt til grunn bidrar til å redusere flaskehalsene i nettet ved å gi

⁵⁶ Statnett har sendt [melding med forslag til utredningsprogram](#) til NVE. Videre beslutninger vil være opp til myndighetene.

⁵⁷ [Analyse av Transportkanaler 2023 \(Statnett\)](#)

høyere overføringskapasitet mellom områder der det er behov. Kapasiteten i nettet øker altså stegvis gjennom analyseperioden frem til 2050, i takt med nettutbyggingen.

Flytbasert markedskobling ble innført i døgnmarkedet i Norden 29. oktober 2024. Innføringen innebærer at man har gått bort fra en manuell, operatørstyrt kapasitetsfastsettelse på prisområdegrensene. Med flytbasert markedskobling gis det mer informasjon til aktørene om de fysiske begrensningene i nettet, som benyttes til å optimere kraftflyten i markedsklareringen slik at flaskehalsen håndteres bedre. Dette gir en mer effektiv flytfordeling, og vi har sett at man blant annet kan overføre mer kraft fra nord til sør i Norden enn før. Kapasiteten på Haslesnittet fra SE3 til NO1 har også økt etter innføringen av flytbasert markedskobling, da de interne flaskehalsene i SE3 som var årsaken til tidligere NTC-reduksjoner nå håndteres mer effektivt. Med flytbasert markedskobling vil det i større grad enn tidligere oppstå flyt mot prisretning dersom dette er samfunnsøkonomisk effektivt. Våre marked-nettanalyser har lenge vært basert på simuleringer med flytbasert markedskobling. Erfaringene fra de første månedene med flytbasert i døgnmarkedet bekrefter dermed mange av trendene vi lenge har observert i våre analyser.

Innføringen av flytbasert markedskobling innebærer at det ikke lenger oppgis hvor mange MW med handelskapasitet som er tilgjengelig mellom prisområder. I stedet defineres det en rekke kombinasjonssnitt. Disse sier noe om hvor mye flyt ulike nettelemt tåler ved utfall av en annen linje, eller hvor mye flyt et sett med linjer tåler til sammen. For å representere kapasiteten i nettet i de ulike analyseårene, har vi tatt utgangspunkt i kombinasjonssnitt vi har beregnet fra forrige ATK, samt beregnet flere nye kombinasjonssnitt der nettopologien har endret seg sammenliknet med ATK.

Vi kan gi en indikasjon på hvor stor den realiserte overføringskapasiteten vil utvikle seg ved å se på oppnådd kraftflyt mellom områder i de ulike scenarioene i målnettet. Målnettet i LMA for 2050, som er basert på en nettmodell for 2045, er svært likt som målnettet i 2040 fra forrige ATK, med unntak av nettet øst-vest mellom Sauda og Oslo. I årets analyse har vi nå lagt inn en mulig nettutvikling for oppgradering til 420 kV i dette området. Det betyr at de fleste anslagene for realiserte overføringskapasiteter som er oppgitt i forrige ATK, fortsatt står seg.

I Figur 69 er det vist et kartutsnitt av kraftnettet i Norden, samt en oversikt over noen viktige "storsnitt" med realiserte overføringskapasiteter. Storsnittene er en samlebetegnelse for flere underliggende kombinasjonssnitt, der flyten på viktige korridorer begrenses av de underliggende snittene. Her tilsvarer NO4-Sverige summen av begge områdegrensene mellom NO4 og hhv. SE1 og SE2, mens Sør-Norgesnittet betegner summen av flyten mellom NO3 og hhv. NO1 og NO5. Hallingdalsnittet tilsvarer grensen mellom NO5 og NO1, og Flesakersnittet betegner her grensen mellom NO1 og NO2. Til venstre for figuren er det oppgitt et anslag på realiserte overføringskapasiteter i målnettet for disse storsnittene og områdegrensene.

Realiserte overføringskapasiteter i målnettet:

NO4-Sverige:

Ca. 1 800-1 900 MW begge retninger.

NO4-NO3:

Sjeldent mer enn 1 200 MW. Andre flaskehals oppstår først.

Sør-Norgesnettet:

Ca. 2 000 MW begge retninger.

Hallingdalsnettet:

Ca. 4 000-4 400 MW mot NO1. Det er sjeldent flaskehals mot NO5, andre flaskehals oppstår først.

NO2-NO5:

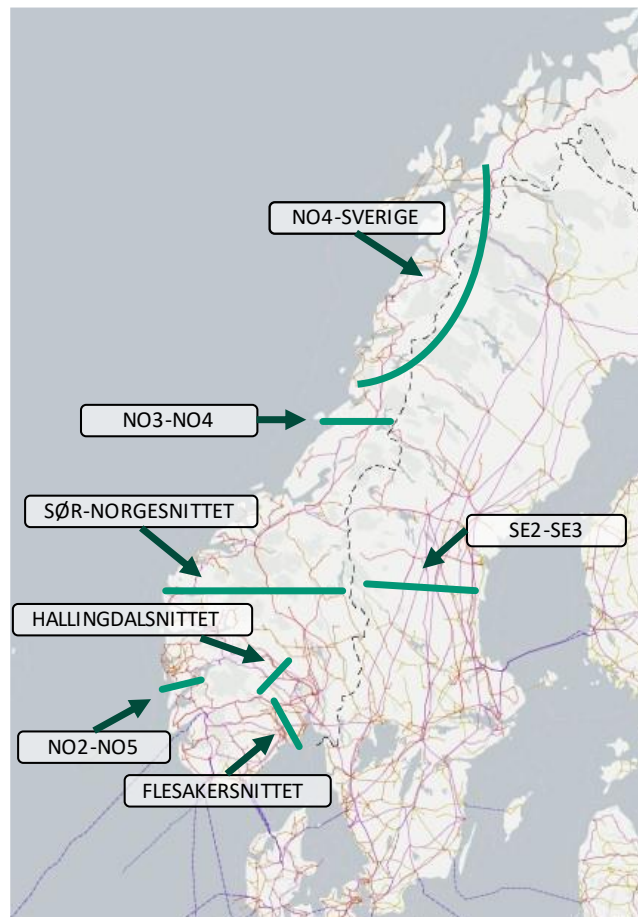
I underkant av 2 000 MW begge retninger.

Flesakersnettet:

4 700-5 100 MW mot NO1.

SE2-SE3:

Ca. 10 500 MW



Figur 69: Kart over det nordiske kraftnettet fra openinfrastructure.org, vist med noen utvalgte "storsnitt" og overføringsgrenser i Norge og Sverige. Til venstre er det oppgitt en oversikt over de realiserte overføringskapasitetene i målnettet.

7 Norge – kraftpriser og prisvariasjon

Punktene under oppsummerer den overordnede utviklingen for norske kraftpriser i våre scenarier:

- De gjennomsnittlige prisene i hvert prisområde blir likere
- Fra 2040 er snittprisene 50-55 €/MWh i Basis, med et utfallsrom på 35-70 €/MWh
- Norske priser er noe lavere enn kontinentale og britiske – men et tørrår kan gi høyere priser
- Det vil være stor sesongvariasjon – med lavere priser på sommeren og høyere om vinteren
- Prisene vil variere mye mellom dager og uker, men mye mindre enn i andre land

Våre modellsimuleringer dekker et stort spenn av usikkerhet knyttet til ulik markedsutvikling og variasjoner i været. Samtidig peker prisnivået i våre scenarier på et prisnivå som vil vedvare over tid. Det innebærer at innenfor en kortere periode, som også kan vare i flere år, kan kraftprisene komme til å variere mer enn utfallsrommet vi skisserer.

7.1 Flere forhold påvirker prisene i Norge – prisene i utlandet og energibalansen viktigst

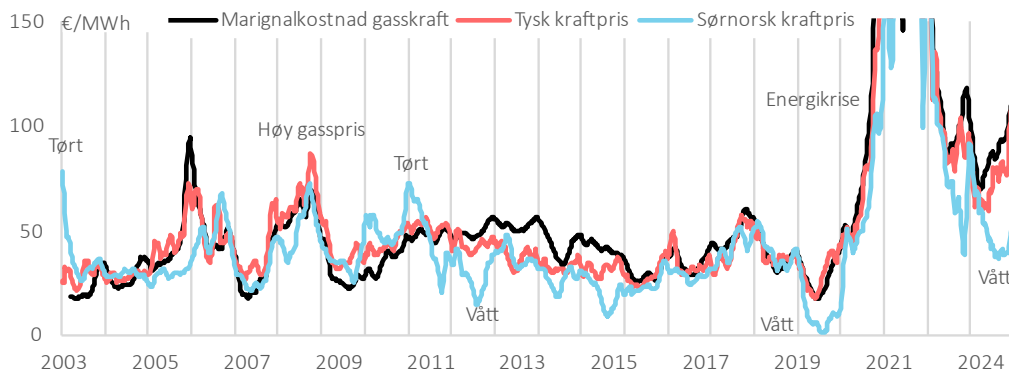
De to viktigste faktorene for norske kraftpriser i snitt over tid, er prisene i våre naboland og energibalansen i Norge. Vi forklarer her om de grunnleggende sammenhengene for dette, før vi i de neste delkapitlene ser nærmere på prisutviklingen i Norge fram mot 2050.

For å minimere sannsynligheten for rasjonering og overløp – og få størst mulig verdi av produksjonen – må vannkraftprodusentene fortløpende velge hvor mye som skal produseres av vannet de har på lager framfor å vente til senere. For å få til dette bruker produsentene optimeringsmodeller til å beregne den forventede salgsverdien av den øverste kubikkmeteren med vann i hvert eneste magasin – gitt fyllingsgrad, tiden på året, usikkerheten i tilsiget framover og de samlede markedsutsiktene. Disse vannverdiene er grunnlaget for budene til markedet time for time.

Vannverdiene må hele veien endres i takt med endringer i forventede snittpriser i våre naboland. Dette er nødvendig for å sikre at nettoutvekslingen med utlandet fortløpende blir slik at vi holder en stabil ressursituasjon i Norge, med minst mulig sannsynlighet for både overløp og rasjonering. Denne mekanismen er den sentrale årsaken til at prisene i utlandet har så stor påvirkning på prisene i Norge.

Har vi en situasjon der snittprisene går opp i utlandet – slik tilfellet var i 2022-23 – må norske vannkraftprodusenter sette opp vannverdiene tilsvarende. Hvis ikke vil vannkraftproduksjonen og nettoeksporten bli så høy at man til slutt går tom for vann. Når prisene i etterkant av den europeiske energikrisen har gått ned, har norske vannkraftprodusenter satt ned prisene igjen. Hvis ikke de hadde gjort dette ville de ikke fått tilslag ofte nok i markedet. Vannkraftproduksjonen hadde da blitt for lav og til slutt ført til unødvendig overløp og tap av energi. Denne grunnleggende sammenhengen gjelder selv om vi i et tenkt tilfelle hadde tatt bort de nyeste mellomlandsforbindelsene – og det forklarer hvorfor norske kraftpriser har fulgt prisnivået i våre naboland helt siden opprettelsen av kraftmarkedet.

Produsentenes vannverdier i Midt- og Nord-Norge er mer preget av prisene i Sverige enn på kontinentet. Det er i dag et stort samlet overskudd på energibalansen i disse delene av Norge og nord i Sverige som gjør at vannet i Midt- og Nord-Norge må prises ekstra lavt. Dette er nødvendig for å få nok nettoeksport til Sverige, slik at produsentene unngår overløp og tap av energi. Dermed blir prisene i snitt mye lavere her enn i sør, slik situasjonen er nå. Prissmitten fra utlandet er i prinsippet den samme som i sør, men gir ulikt resultat. Begrenset overføringskapasitet nord-sør både i Norge og Sverige bidrar også til dette.



Figur 70: Historiske kraftpriser i Sør-Norge og Tyskland siden 2003, og kortsiktig driftskostnad for gasskraft. Glidende 7-ukers snitt. Norsk pris har historisk fulgt prisene i våre naboland i stor grad, med unntak av tørrår og våttår. Y-aksen er kuttet på 150 €/MWh.

Energibalansen i Norge påvirker hvordan norske vannverdier ligger relativt til prisene i våre naboland. I et normalt værår har Norge og Norden i dag et historisk stort overskudd på energibalansen. Det er dermed et grunnleggende behov for nettoeksport fra Norge. Dette betyr at vannet i gjennomsnitt prises lavere enn snittprisene i utlandet, slik at vi får flere timer med eksport enn import. Variasjoner i tilsiget har mye å si. Er det tørt og vi er på vei til å få for lave magasinfyllinger i Norge, går verdien av det gjenværende vannet opp – som gir høyere priser og mer import. Det motsatte skjer når det er fullere magasiner, mer tilsig og behov for å ha større nettoeksport for å unngå overløp.

Mer utvekslingskapasitet med landene rundt oss gir større fleksibilitet til å håndtere både midlertidige og mer varige situasjoner med over- eller underskudd på energibalansen. Dermed svinger de norske snittprisene i mindre grad bort fra snittprisene i våre naboland når kapasiteten øker.

På den andre siden varierer prisene i Norge mer på kort sikt enn tidligere. Det er flere grunner til dette. Hovedårsakene er mer utviklingskapasitet til andre land, at vannkraft med magasin utgjør en mindre andel av det norske kraftmarkedet ettersom forbruksveksten i stor grad har blitt dekket av vindkraft og småkraft, samt at prisene i alle landene rundt oss varierer betydelig mer enn før. Dette inkluderer Sverige, som vi samlet sett har høyest utvekslingskapasitet med. I timer der det ikke er flaskehals mellom Norge og nabolandene blir prisen i Norge satt av kraftverk i utlandet. Dette gir høye kortvarige pristopper om vinteren, og flere timer med lave priser, der prisene går ned til null i sommerhalvåret.

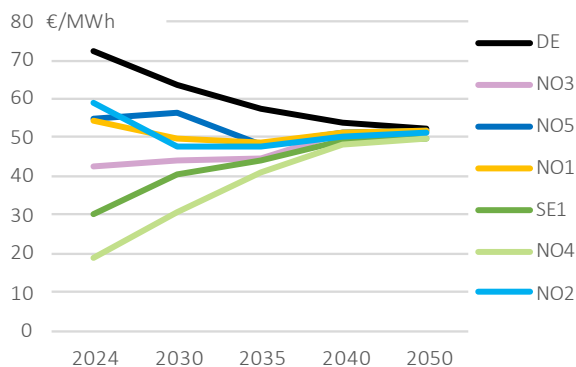
Denne situasjonen vil vedvare fremover. Samtidig er den kortsiktige prisvariasjonen i Norge fortsatt mye lavere enn i landene rundt oss. Den økte prisvariasjonen i Norge er også grunnen til at det kan bli lønnsomt å investere i fleksibilitet i det norske kraftsystemet. Dette kan være mer effekt i vannkraftverk eller for eksempel batterier. Isolert sett vil dette gi mindre variasjon i prisene.

7.2 Norske kraftpriser – klare hovedtrender, men samtidig betydelig utfallsrom

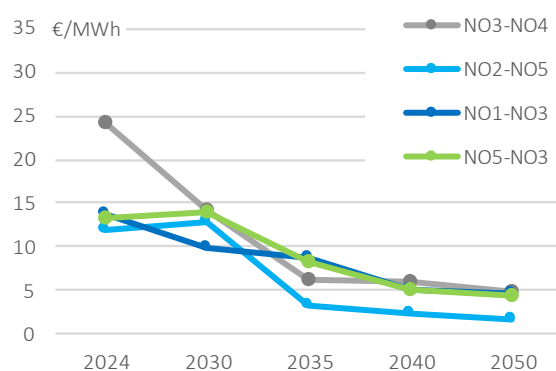
Basis – likere snittpriser og avtagende prisforskjeller mellom områder

I Norge blir de gjennomsnittlige kraftprisene per prisområde gradvis mer like i markedsscenarioet Basis, med Medium forbruk og produksjon i Norge. I Sør-Norge innebærer dette en svak prisnedgang, mens snittprisene øker i Midt og Nord-Norge sammenlignet med i dag. I 2040 og 2050 er prisene i Basis rundt 50-55 €/MWh i hele landet, som er rett i underkant av snittprisene på kontinentet.

Den gradvise utjevningen i snittprisene internt i Norge kommer både som et resultat av høyere vekst i forbruket enn i produksjonen nord i Sverige og Norge, og nettutbygging i begge land. Den reduserte differansen opp til kontinental snittpris fra 2035 og utover skyldes i hovedsak at det blir gradvis mindre overskudd på den norske og nordiske energibalansen, samt noe mindre prisvariasjon på kontinentet.



Figur 71: Utvikling i snittpris i Basis i norske og svenske prisområder og Tyskland



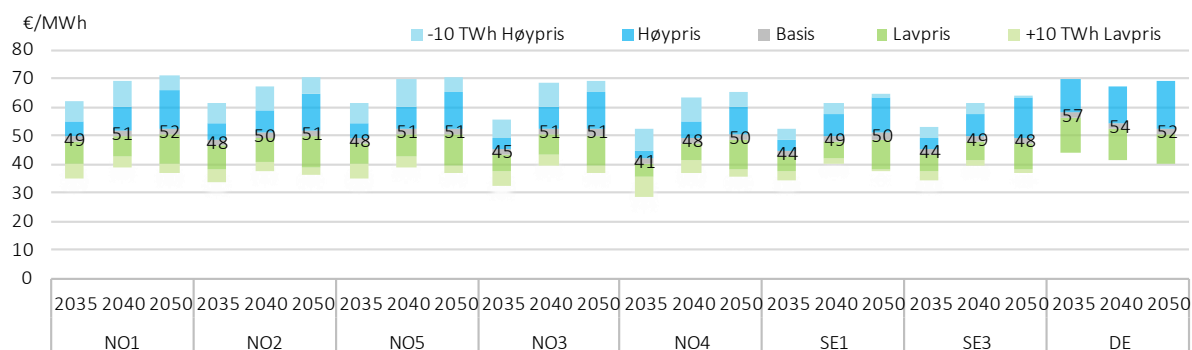
Figur 72: Utviklingen i gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom norske prisområder i Basis

Det er viktig å skille mellom forskjeller i gjennomsnittlige kraftpriser og gjennomsnittlige forskjeller i kraftprisene time for time. To områder med like priser i snitt gjennom året kan ha store prisforskjeller time for time. Det er det siste som betyr noe for behovet og nytten av økt overføringskapasitet i nettet. Likere snittpriser, spesielt mellom nord og sør, vil redusere de gjennomsnittlige prisforskjellene time for time de neste 10 årene. Etter hvert som forskjellene i snittpris blir nesten helt borte vil det likevel fortsatt være flaskehalsen som gir prisforskjeller time for time mellom de ulike områdene. Dette innebærer at det i større grad enn i dag varierer hvor prisene er høyest.

En utvikling der snittprisene i mindre grad utjevnes vil også føre til større prisforskjeller time for time. Et eksempel på dette er om energioverskuddet nord i Norden i større grad består. Dette vil føre til at de relativt lave prisene i de nordlige områdene fortsetter lenger. I kapittel 9.1. viser vi noen eksempler på hva som skjer hvis sentrale nettførsterkninger blir utsatt.

Utfallsrommet for snittpriser og prisvariasjon følger samme trender som i naboland

Kraftprisene i utlandet og energibalansen i Norge har stor påvirkning og er dermed også sentrale usikkerhetsfaktorer for de norske kraftprisene. Figur 73 viser et utfallsrom for kraftprisen basert på disse faktorene for de norske områdene, Sverige og Tyskland.

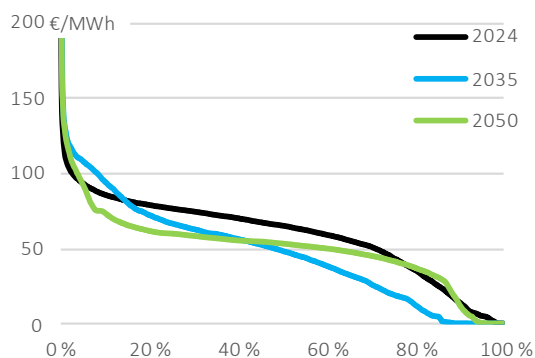


Figur 73: Utfallsrom fra Basis i LMA 2024 gitt av scenarioene Høypris og Lavpris, kombinert med varianter av med +/- 10 TWh i norsk energibalanse.

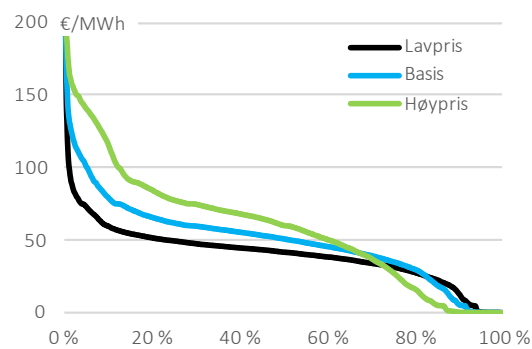
Våre to alternative markedsscenarioer for det samlede europeiske markedet, Høypris og Lavpris, gir i utgangspunktet et relevant utfallsrom for norske priser. Scenarioene -10 TWh Høypris og +10 TWh Lavpris tar i tillegg hensyn til en endret energibalanse i Norge på henholdsvis 10 TWh under- og over Medium. I sum gir dette et samlet utfallsrom for norske kraftpriser på mellom 35 og 70 €/MWh i snitt for et normalår i 2040/50. Innenfor kortere perioder, men som likevel kan vare i flere år, vil prisene

kunne variere mer enn utfallsrommet skissert her. Det henger både sammen med variasjoner i været og andre faktorer som påvirker prisene mer midlertidig i de europeiske markedet.

Utfallsrommet i kraftprisene i 2050 er mindre enn på 2030-tallet. Årsaken er teknologiutvikling og lavere kostnader for fornybar og fleksibilitet, i tillegg til at markedskreftene jobber mot en balansert utvikling av forbruk og produksjon. I sum gir dette mindre variasjon i prisene, og gradvis et mindre utfallsrom. Fleksibelt forbruk i Norge og landene rundt oss bidrar til å jevne ut variasjonen i pris over året, og mellom værår.



Figur 74: Varighetskurve for prisen i NO2 i Basis 2035, 2040 og 2050.



Figur 75: Varighetskurve for priser i NO2 i Basis, Høypris, Lavpris for 2040 i LMA 2024.

Utviklingen i prisvariasjon følger samme trend som på kontinentet og ellers i Norden. Mer nullpris i utlandet mot 2035 drar ned prisene i Norge, samtidig som strammere effektbalanser på kontinentet og Storbritannia trekker prisene opp. Mot 2040 og 2050 gir mer fleksibilitet mer stabile priser i utlandet også en utjevning i Norge. I 2040 og 2050 er både snittprisen og prisvariasjon svært lik i alle de norske prisområdene. Høypris-scenariot gir høyere prisvariasjon og Lavpris-scenariot gir mindre variasjon.

7.3 Prisene varierer mye med energitilgangen fra vind, vann og solkraft

Prisene vil fortsatt variere mye mellom ulike år basert på endringer i været

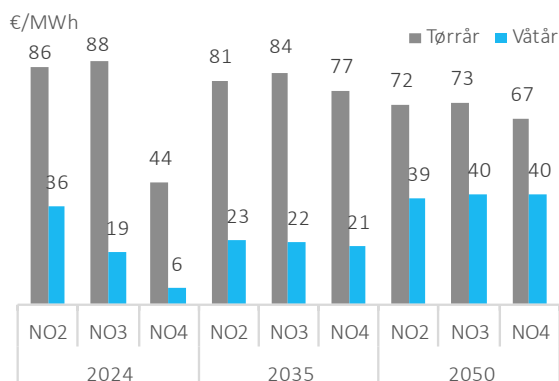
Variierende nedbør og temperatur gir store årlige variasjoner i kraftprisen i Norge. Årlig tilsig til vannkraftverkene kan variere med over 60 TWh fra de våteste til de tørreste årene. I tillegg er forbruket høyere i kalde og tørre år. Lagringskapasiteten i vannkraften jevner ut mye av dette, men ikke alt. Derfor er de årlige variasjonene i prisene større i Norge og Norden enn i Europa (se også Figur 70).

Fremover blir prisvariasjonene mellom værår i Norge forsterket av at prisene i Europa blir stadig mer væravhengig, også med tanke på snittprisen mellom år⁵⁸. Energibidraget fra vindkraften i Norden og Europa er for eksempel i snitt større i våte og varme år i Norge enn motsatt.

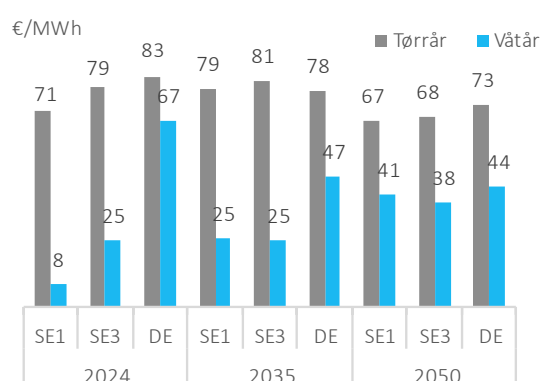
Utfallsrommet er høyest i 2035. Etter 2035 trekker stadig mer fleksibelt forbruk, hovedsakelig fra hydrogenproduksjon, ned utfallsrommet mellom ulike værår. Det samme gjør noe mindre effektstramhet i markedet, som igjen reduserer de høyeste vinterprisene. Samlet sett gjør dette at de norske prisene varierer mindre mellom værår i 2050 sammenlignet med på 2030-tallet.

Nord i Norden, inkludert NO4, fører økte snittpriser til en mye større prisforskjell mellom våte og tørre år fra 2030 og utover. Men akkurat som i Sør-Norge dempes forskjellene betydelig til 2050, av de samme årsakene som i Sør-Norge.

⁵⁸ Her tar vi ikke hensyn til at for eksempel prisene på gass også varierer med været. Typisk er prisene på gass høy i kalde år i hele Europa. Det at termiske kraftverk i stadig mindre grad vil sette prisen utover i analyseperioden trekker isolert sett ned variasjonen mellom år sammenlignet med i dag. Vi ser nærmere på dette i slutten av kapittelet.



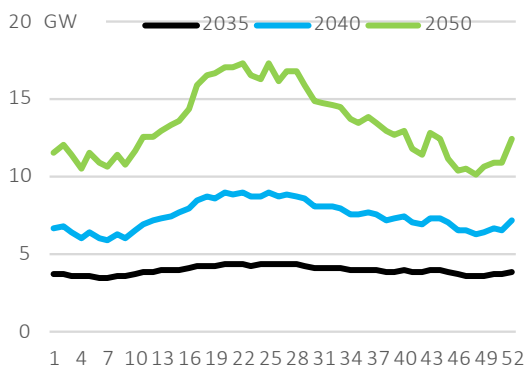
Figur 76: Snittpris for hele året i tørrår og våtår i NO2, NO3 og NO4.



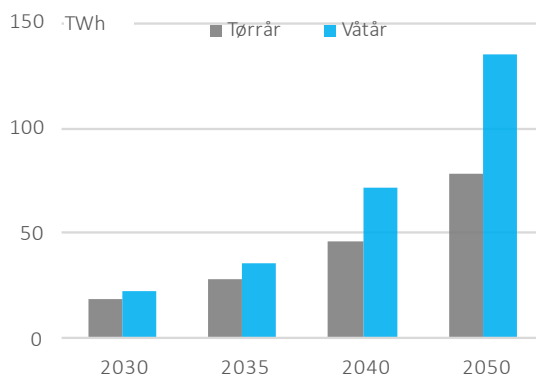
Figur 77: Snittpris for hele året i tørrår og våtår i SE1, SE3 og Tyskland.

I Figur 78 og Figur 79 viser vi hvordan forbruket til hydrogenproduksjon varierer over året, og mellom ulike værår. Hydrogenproduksjonen er høyest om sommeren, når prisene er lavere. Videre er produksjonen betydelig høyere i våtår, og lavere i tørrår. På denne måten bidrar fleksibel hydrogenproduksjon til å jevne ut prisene over året, og mellom værår.

Vi gjør oppmerksom på at det er stor usikkerhet knyttet til kraftforbruk som går til hydrogenproduksjon. Det går både på volum og hvordan denne vil respondere på kraftprisene. Våre simuleringer overdriver trolig hvor fleksibel denne vil være. Lenger ned viser vi eksempler på hva som skjer hvis forbruket til hydrogen blir mindre prisfølsomt.



Figur 78: Årsprofil til hydrogenproduksjon i Norden. Gjennomsnittseffekten (GW) per uke over alle værår.



Figur 79: Hydrogenproduksjon i Norden i et tørrår og i et våtår.

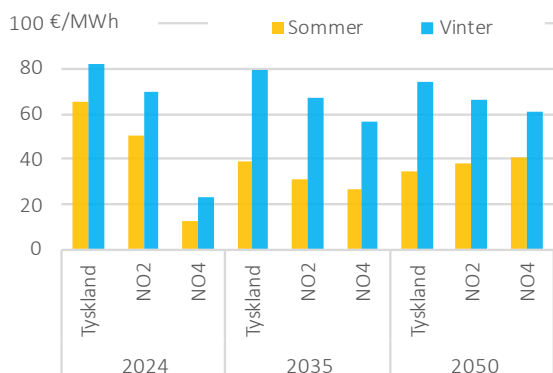
Solkraft drar ned prisene om sommeren og øker sesongvariasjonen

Det siste tiåret har vi sett en trend mot at prisene i Europa har falt i perioden fra mars til oktober relativt til resten av året, mye drevet av den store utbyggingen av solkraft. Men det skyldes også at gassprisene normalt sett er høyere om vinteren.⁵⁹ I Norge har alltid prisene vært en god del lavere om sommeren enn om vinteren både som følge av mye forbruk knyttet til oppvarming på vinteren, at tilsiget til vannkraften legger seg som snø om vinteren, og at elvekraft og kraftverk med mindre reguleringssevne produserer klart mest i sommerhalvåret.

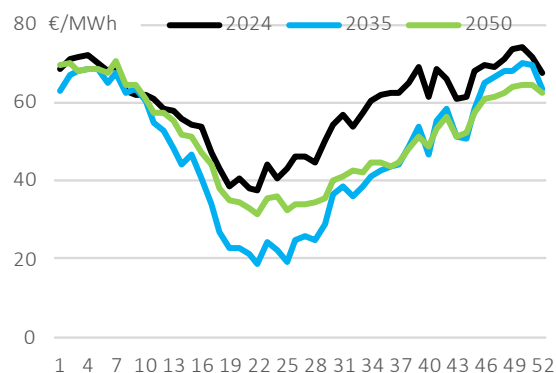
Fremover ser vi en klar trend mot at økte forskjeller mellom sesongene i Europa øker prisforskjellene mellom sesongene også her. I 2024 er simulerte vinterpriser i Tyskland på i overkant av 80 €/MWh i

⁵⁹ De siste årene har variasjoner i spesielt gassprisene til dels skjult denne variasjonen, spesielt i 2022 var gassprisene svært høye i sommermånedene når energikrisen var på sitt mest kritiske.

snitt, mens snittprisen om sommeren er på ca. 65 €/MWh. Mot 2035 øker forskjellen, og prisene om vinteren i Europa er omtrent dobbelt så høye som om sommeren. Dette bidrar til å ytterligere øke sesongforskjellen i Norge. I Sør-Norge holder den simulerte snittprisen om vinteren seg på om lag 65-70 €/MWh gjennom analyseperioden, mens sommerprisen faller fra rundt 50 til 30-40 €/MWh.

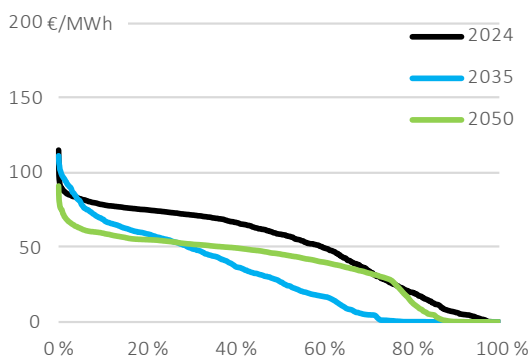


Figur 80: Utvikling i snittpriser for sommer og vinter i Tyskland, NO2 og NO4.

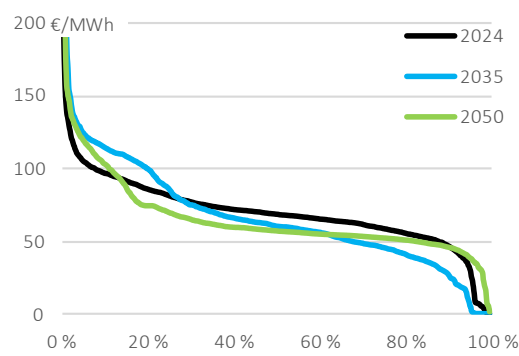


Figur 81: Ukessnittpris i NO2 for 2024, 2035 og 2050.

En grunn til de økte prisforskjellene i Norge er at nullpriser i Europa i sommerhalvåret i langt større grad gir nullpriser i Norge, enn i vinterhalvåret – som vi ser i Figur 82 (sommer) og Figur 83 (vinter). Dette skyldes at det norske forbruket er lavere om sommeren og at den uregulerbare kraftproduksjonen fra elvekraft, og etter hvert solkraft, er høyere på sommeren enn vinteren. Om sommeren vil så å si alltid hele forbruket i Norge bli dekket av den uregulerbare produksjon samt import. I timer med nullpriser i Europa, blir da prisen også null i Norge. Om vinteren må derimot normalt magasinkraftverk produsere for å dekke forbruket, selv om det er full import. Da blir prisen i Norge satt av vannkraftprodusentenes vannverdier.



Figur 82: Varighetskurve for sommerprisen i NO2 i Medium 2024, 2035 og 2050.



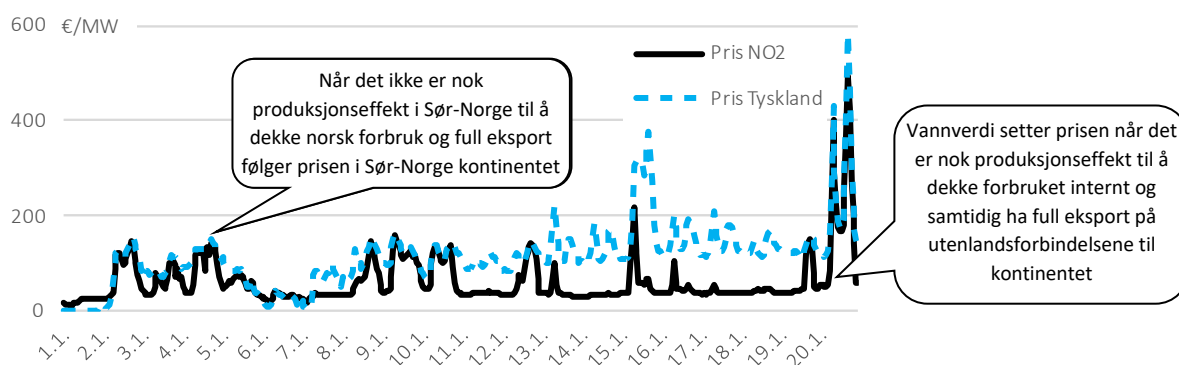
Figur 83: Varighetskurve for vinterprisen i NO2 i Medium 2024, 2035 og 2050.

I Nord og Midt-Norge er prisene i dag mye preget av det store overskuddet nord i Norden, og flaskehalsen i overføringen sørover. Etter hvert som prisene blir likere de i Sør-Norge ser vi enda tydeligere den samme trenden med tanke på prisene i de ulike sesongene også i Nord-Norge. Forskjellene i prisnivå mellom sommer og vinter er likevel noe mindre enn i Sør-Norge fra 2035 og utover. Det skyldes for det første at kraftsystemet i Nord blir noe mindre påvirket av den store utbyggingen av solkraft. På den andre siden blir det færre innslag av høye pristopper der prisen blir satt av kraftverk med høye marginalkostnader om vinteren.

Videre fra 2030-tallet mot 2050 dempes prisforskjellene mellom sesongene av de samme årsakene som gir mindre forskjeller mellom værår. Mer forbruk og fleksibilitet øker isolert sett snittprisene i sommerhalvåret mer enn om vinteren. Samtidig fører en reduksjon i de høyeste prisene om vinteren til at gjennomsnittsprisene på vinteren er omtrent like i 2050 som i 2035 i Basis. Som nevnt tidligere er det trolig at forbruket til hydrogenproduksjon blir mindre fleksibelt enn i våre simuleringer. Det gjør at våre simuleringer overdriver hvor mye sesongvariasjonen i kraftprisene dempes mot 2050.

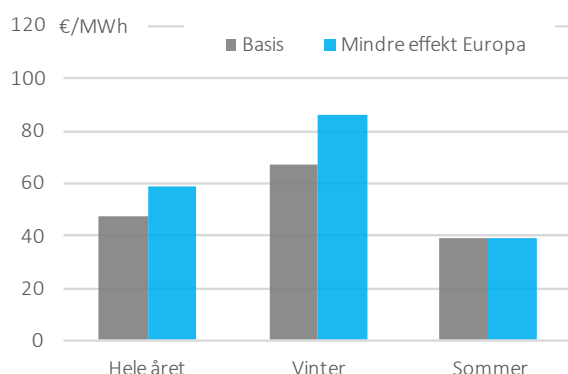
7.4 Strammere effektbalanse i Norge og landene rundt gir høyere pristopper på vinteren

En strammere effektbalanse på kontinentet og i Storbritannia mot 2030 gir noe flere høye pristopper enn i dag, i Basis. I timer hvor det ikke er tilstrekkelig effekt i Norge til å dekke det norske forbruket og samtidig ha full eksport på utenlandsforbindelsene blir prisen i Sør-Norge lik prisen i utlandet⁶⁰. Dette skjer ofte på vinteren allerede i dag. Med økt forbruk og en strammere effektbalanse i Norge, blir det flere timer hvor prisen i Sør-Norge følger kontinental pris.

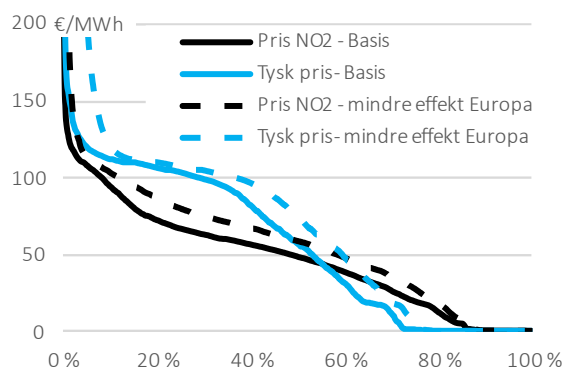


Figur 84: Kraftpriser i NO2 og Tyskland de tre første ukene i 2025. I løpet av disse ukene priskoblet NO2 periodevis med kontinentet på dagtid. Når det var nok produksjonseffekt i Sør-Norge til å både dekke norsk forbruk og til å eksportere for fullt på utenlandsforbindelsene, ble prisen satt av vannverdi i norsk vannkraftverk.

Som beskrevet i kapittel 5.4, er det en usikkerhet knyttet til hvordan utviklingen i effektbalansen blir i landene rundt oss på veien mot avviklingen av de fossile kraftverkene. Hvis ikke ny regulerbar kapasitet bygges ut i tide, kan effektbalansen bli strammere enn det vi har i vår Basis. Strammere effektbalanse i landene rundt oss, og dermed høyere priser i perioder med lite fornybar, slår rett inn i prisen i Norge.



Figur 85: Snittprisene i NO2 i Basis 2035 og med strammere effektbalanse i Europa.



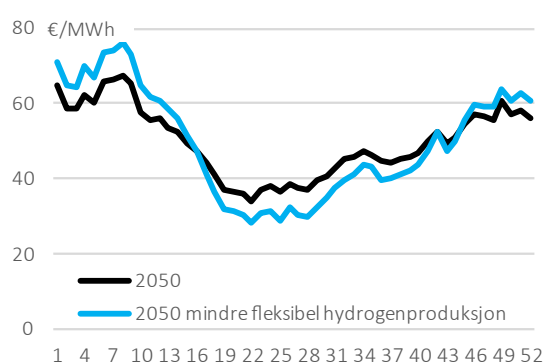
Figur 86: Varighetskurve for prisen i NO2 og Tyskland i Basis og med mindre regulerbar effekti i Europa.

⁶⁰ Hvis det er ulik pris i utlandet, der noen land har høyere pristopper enn andre, vil Norge normalt få samme pris med landet som har den laveste pristoppen.

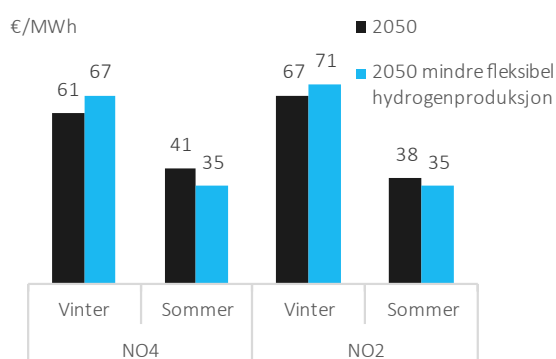
For å belyse dette har vi simulert en sensitivitet med utgangspunkt i Basis 2035 med både mindre regulerbar effekt og batterikapasitet i Europa (se kapittel 5.4). Av Figur 85 ser vi at snittprisene øker med om lag 20 €/MWh om vinteren i Sør-Norge i varianten med mye mer knapphet i markedet. Dette er en sensitivitet som er satt på spissen. Det er lite sannsynlig med en slik utvikling, da det vil være sterke motkrefter. Det er likevel mulighet for at det blir strammere og flere pristopper i Europa enn i vår Basis, i hvert fall for en periode.

7.5 Usikker produksjon av hydrogen i Norden – kan bli lite fleksibelt

Fleksibel produksjon av hydrogen i Sverige, Finland og til dels Norge er en viktig årsak til at prisvariasjonen mellom år og sesonger i Norden blir mindre fra 2030-tallet og mot 2050⁶¹. Grunnen er at produksjonen av hydrogen er betydelig større i sommerhalvåret og våte år sammenlignet med på vinteren og i tørre år. Det at produksjonen varierer mye over lengre tidsperioder betyr i praksis at dette forutsetter betydelig handel med hydrogen. Det er stor usikkerhet knyttet til både lagerkostnader, handel og prisene i et hydrogenmarked.



Figur 87: Ukesnittpris for NO4 i 2050 i Basis og i sensitivitet med mindre fleksibel hydrogenproduksjon.



Figur 88: Snittpriser sommer og vinter i NO2 og NO4 i 2050 i Basis og sensitivitet med mindre fleksibel hydrogenproduksjon.

Vi har gjort en sensitivitet med utgangspunkt i Basis 2050 der vi har gjort hydrogenproduksjonen i spesielt Sverige og Finland, men også Norge betydelig mindre fleksibel, der det fleksible bidraget primært er at produksjonen av hydrogen skrur av i høypristimene på vinteren. For at snittprisene skal bli de samme som i Basis har vi også måtte fjerne noe forbruk i Sverige og Finland.

Vi ser at dette øker sesongvariasjonen i kraftprisene både nord og sør i Norge. Dette vil også øke forskjellen i prisene mellom ulike værår. Grunnen til at effekten er sterkere i NO4 enn i NO2 er at prisvariasjonen øker betydelig i Sverige. Prisene i NO4 er mer følsomme for endringer i Sverige enn prisene i Sør-Norge. Det er slik at variasjonen i prisene avtar fra 2030-tallet mot 2050 i varianten med mindre fleksibel produksjon av hydrogen, men mindre enn i Basis. I tillegg er det sannsynlig at utvikling av andre typer fleksibilitet demper variasjonene i prisene.

7.6 Energibalansen i Norge og Norden har mye å si for kraftprisene

Energibalansen i et normalår i Norge og Norden har betydning for snittprisene over tid

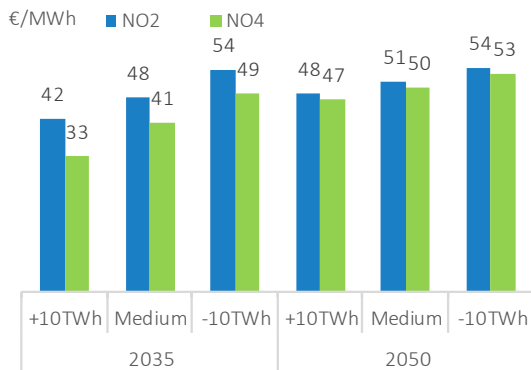
Over har vi sett hvordan den store årlige variasjonen i tilgang på energi gjør at prisene i Norge svinger mye mellom år. Over tid vil energibalansen i Norge i et normalår⁶² være med på å bestemme nivået på kraftprisen i Norge relativt til landene rundt oss. Energibalansen i Sverige og Finland vil også påvirke kraftprisen i Norge relativt til resten av Nord-Europa. Energioverskuddet i Sverige og Finland har

⁶¹ Det bidrar også til å dempe variasjonen i prisene på en kortere tidshorisont for eksempel mellom uker. Vi gjør oppmerksom at hydrogenproduksjonen til en viss grad også kan representere andre former for fleksibilitet.

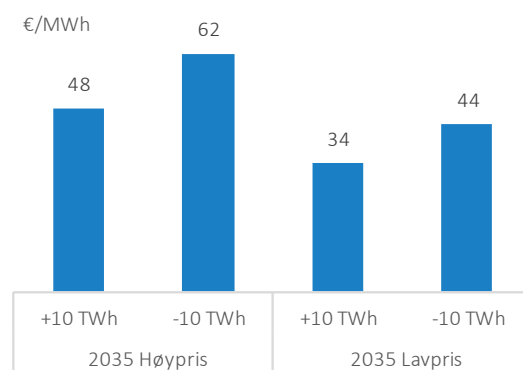
⁶² Normalår er definert som tilsig, forbruk og vindkraftproduksjon som snittet over 30 historiske værår.

økt mye de siste 10 årene. Dette har bidratt til å presse snittprisene i Norge betydelig under prisene i resten av Europa.

For å illustrere virkningen på prisene av isolerte endringer i den norske normalårsbalansen har vi simulert varianter av Medium 2035 og 2050 med +/-10 TWh i energibalanse. Til sammenlikning er all bidraget fra norsk vindkraft om lag 15 TWh i dag. Vi har økt eller redusert balansen over hele landet, slik at endringene i liten grad slår ut i økte flaskehals og prisforskjeller internt.



Figur 89: Snittpriser i Medium og med +/- 10 TWh fra energibalansen i Medium.



Figur 90: Snittpris i NO2 i med +/-10 TWh fra Medium for Lavpris og Høypris.

I 2035 faller prisene fra ca. 55 €/MWh til i overkant av 40 €/MWh i Sør-Norge når energibalansen i Norge bedres med 20 TWh, som vist i Figur 89. Vi ser at energibalansen har større betydning på 2030-tallet enn mot 2050. Det er to hovedårsaker til dette. Det ene er at kraftprisene i Europa blir både lavere og noe mindre volatile. Det andre er at det kommer inn mer fleksibel hydrogenproduksjon i Norden. Det er viktig å si at det er knyttet betydelig usikkerhet både til hvor mye hydrogenproduksjon som vil komme og hvor fleksibel denne vil være. Hvis prisene i Europa utvikles mer som i vårt høye prisscenario, og det blir mindre fleksibel hydrogenproduksjon vil prisene i Norge være mer følsomme for endringer i kraftbalansen i 2050 enn i vår Basis.

Prisene i utlandet påvirker hvordan endringer i energibalansen i Norge påvirker gjennomsnittsprisen. Høy prisvariasjon med mye innslag av nullpriser, men høye priser når termiske kraftverk setter prisen, gjør at endring i energibalansen påvirker prisene i Norge mer sammenlignet med om europeiske priser varierer relativt lite. For å illustrere dette har vi simulert den samme endringen på kraftbalansen på 20 TWh i 2035 for Lavpris og Høypris for europeiske kraftpriser (Figur 90). I Høypris fører en 20 TWh endring i energibalansen til at snittprisene i NO2 endrer seg med 14 €/MWh. I Lavpris fører en tilsvarende endring til at snittprisene endrer seg med 10 €/MWh. I vårt Lavpris scenario for 2035 er prisene i Europa fortsatt volatile på grunn av en høy andel timer med 0-priser. På sikt kan en ytterligere reduksjon i volatiliteten i europeiske priser gjøre norske priser enda mindre følsomme for endringer i energibalansen.

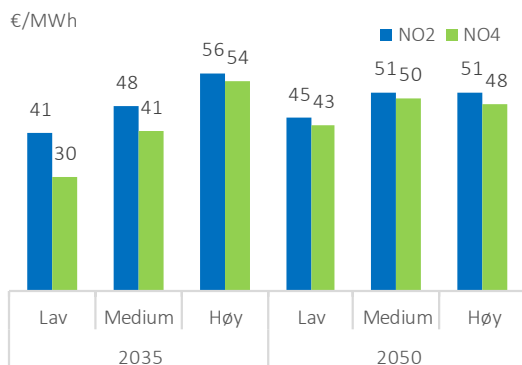
Stort over- eller underskudd på energibalansen over tid er lite sannsynlig

I vår Basis er det lite kraftproduksjon som er lønnsomt å bygge ut basert på kraftprisene alene, med unntak av vindkraftprosjekter på land. Økende overskudd på energibalansen gjør at kraftprisene i Norge presses stadig lenger under kraftprisen i våre naboland. Det gjør at prisene faller under utbyggingskostnadene for ny produksjon. På den andre siden blir det også mer lønnsomt å etablere nye næringer som bruker relativt mye kraft. Dette gjør det lite sannsynlig med et stort overskudd på den underliggende energibalansen tilsvarende det vi har sett de siste 10 årene.

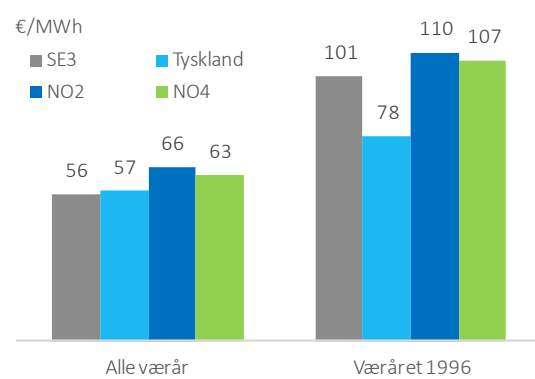
På den andre siden vil betydelig underskudd redusere konkurransevnen til eksisterende industri samtidig som det blir mindre lønnsomt med ny industri. I tillegg øker lønnsomheten av ny produksjon. Dette gjør det lite sannsynlig med et betydelig underskudd på energibalansen over tid. Samtidig kan det oppstå ubalanser som kan vedvare over mange år. Sensitivitetene vist over viser at selv moderate ubalanser på den underliggende energibalansen vil ha påvirkning på snittprisene.

En stor vekst i det norske forbruket er avhengig av tilgangen på ny produksjon til lave nok kostnader. Nettopp på grunn av dette har vi et begrenset utfallsrom for den norske energibalansen i våre tre hovedscenarier for utviklingen i forbruk og produksjon i Norge til 2050. I Figur 91 ser vi at forskjellen i snittpris er liten mellom Medium og Høy i 2050. Grunnen er at forbruk og produksjon utvikler seg relativt balansert mot 2050 i begge varianter.

I Lav er forskjellen noe større fordi vi har et energioverskudd på ca. 10 TWh i 2050. I Lav har vi valgt å ikke øke forbruket i Norge selv om prisene ligger lavere relativt til kontinentet enn i Basis og Høy. Det er også lavere lønnsomhet av produksjonen vi legger til i Norge – og behovet for støtte er større. Vi gjør oppmerksom på at scenarioene for forbruks- og produksjonsvekst er ment til å gi et utfallsrom for volumet forbruk og produksjon, og ikke et utfallsrom for kraftpris.



Figur 91: Snittpriser gitt våre forbruks- og produksjonsscenarier Lav, Medium og Høy.



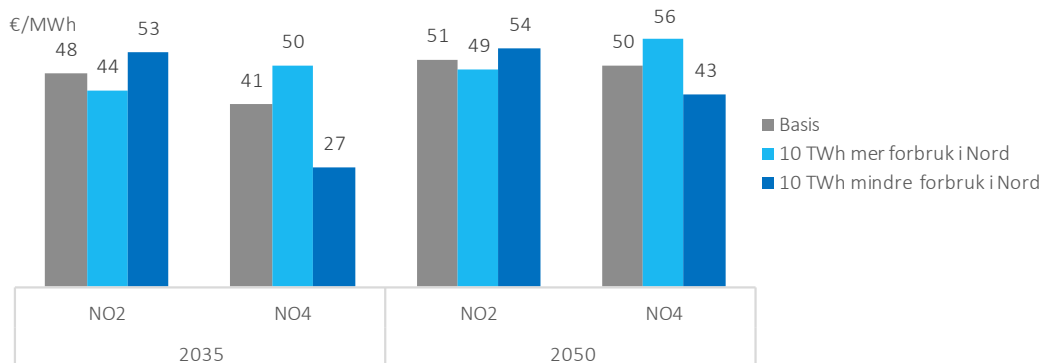
Figur 92: Sensitivitet 2035 Høy forbruksutvikling, med Medium produksjon og ingen havvind utover første fase i Sørlege Nordsjø.

Hvor mye ny produksjon som kommer i Norge er usikkert. Det er motstand mot utbygging av vindkraft på land, og med kostnadsøkningen på havvind, har også denne blitt mer usikker. Potensialet for ny vannkraft er begrenset. Samtidig skal samfunnet elektrifisere og kutte utslipp, og det er om lag 8000 MW forbruk, tilsvarende om lag 50 TWh, som har reservert kapasitet i planlagt nett.

Som en sensitivitet har vi derfor sett på forbruksutviklingen som i vårt Høy-scenarier, men gitt at kun første fase i Sørlege Nordsjø bygges ut. Dette scenarier har et underskudd på energibalansen i 2035 på ca. -20 TWh (198 TWh forbruk, 180 TWh produksjon). Med dagens utvekslingskapasitet mot utlandet kan alt forbruket forsynes selv i de tørreste årene. Men, som vi ser av Figur 92 blir snittprisene i dette scenarier 5-10 € høyere i hele Norge enn i Sverige og Tyskland. I de tørreste årene vil forskjellen være betydelig større (Figur 92). Det lite sannsynlig med en så stor vekst i forbruket, når prisene stiger godt over nivået i nabolandene.

Energibalansen har større betydning for kraftprisene i Nord-Norge enn i Sør-Norge

I vårt Medium scenarier har vi en vekst til 2050 på om lag 80 TWh fra i dag, fordelt på i overkant av 50 TWh i Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) og i underkant av 30 TWh i Nord-Norge (NO3 og NO4). Våre forbruks-scenarier Medium, Høy og Lav er kun et utgangspunkt som vi bruker i videre regionale analyser, hvor vi også tester langt større og mindre volum, samt ulike regionale fordeling.

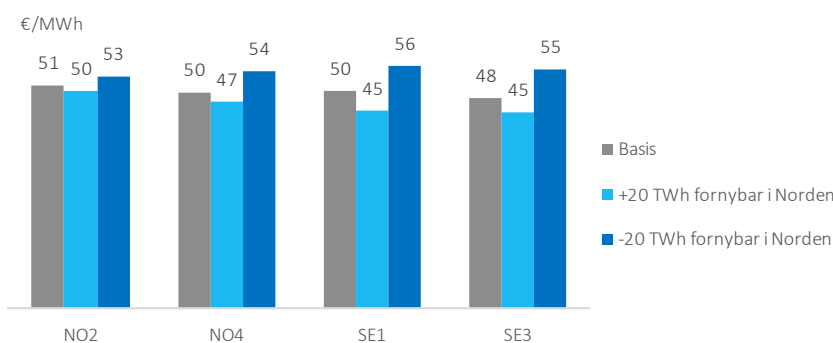


Figur 93: Sammenligning av snittpris i 2035 og 2050 mellom Basis og når vi har omfordelt 10 TWh forbruk mellom Sør-Norge og Nord-Norge.

Figur 93 viser et gjennomsnittspriser i varianter av Medium hvor vi har omfordelt 10 TWh forbruk mellom Sør-Norge og Nord-Norge begge veier. Som vi ser gir omfordeling av forbruket en større virkning på prisene i Nord-Norge enn i Sør-Norge. Dette skyldes i hovedsak at Nord-Norge har færre forbindelser til andre områder enn Sør-Norge. I Sør-Norge, som er tettere koblet til flere områder, blir prisene mindre endret av endringer i energibalansen.

Andelen fornybar i Norden har også betydning for kraftprisene i Norge

Utviklingen av forbruk og produksjon i de øvrige landene i Norden har også betydning for kraftprisutviklingen i Norge. Figur 94 viser utfallsrommet i kraftprisen med mer eller mindre fornybarutbygging i Sverige og Finland. Holder overskuddet i nord seg høyere til 2050 får vi lavere priser i Norden, og motsatt hvis overskuddet blir lavere. Betydningen er størst for prisene i Nord-Norge.



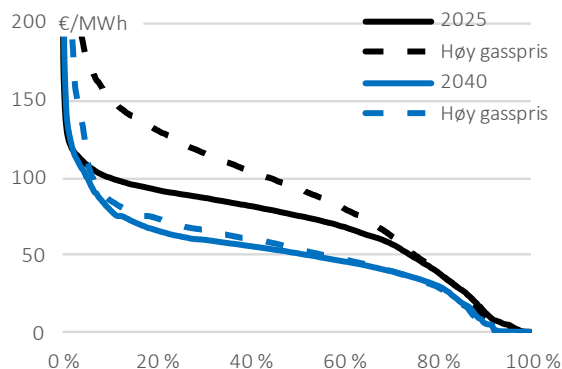
Figur 94: Snittpriser med mer og mindre fornybar Norden i 2050.

Selv om vi i denne sensitiviteten har lagt til rundt 20 TWh økt fornybarproduksjon i Norden i 2050, øker energibalansen i Norden med bare 3 TWh. Dette er i hovedsak fordi mer nullpris og lavere priser øker forbruket til hydrogenproduksjon. I tillegg reduseres kjernekraftproduksjonen som følge av flere timer med priser ned mot null. I sum øker forbruket med 8 TWh, og produksjonen øker med 11 TWh. Disse mekanismene illustrerer at det er vanskelig å få et betydelig større overskudd i Norden. Vi gjør oppmerksom at virkningene på prisene av tilsvarende endringer vil vært større i 2035 og 2040, da det er mindre fleksibel hydrogenproduksjon i Norden.

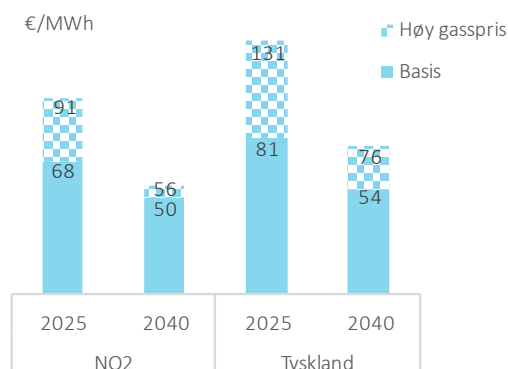
I tillegg vil et høyere kraftoverskudd gi lavere oppnådd kraftpris for ny produksjon som gjør at prisen faller under hva som er utbyggingskostnaden. Dermed vil trolig utbyggingen av ny produksjon stoppe opp. Når prisene synker, blir det også mer gunstig å etablere forbruk. De samme virkningene gjelder for scenarioet med mindre overskudd i Norden, men med motsatt fortegn.

7.7 Variasjoner i brenselprisene påvirker kraftprisene mindre utover analyseperioden

Historisk har kraftprisene vært følsomme for svingninger i kull, gassprisene. Men med mer fornybar og stadig mindre bruk av gass og kullkraft blir kraftprisene stadig mindre påvirket av prisene på gass og kull. Dette bidrar til å dempe prisvariasjonen over tid. For å illustrere dette har vi i en sensitivitet satt gassprisen til 100 €/MWh i 2025 og 2040. I Europa gir dette høyere kraftpris ca. 60% av tiden i 2025 mot 30% av tiden i 2040. Snittsprisen øker med 50 €/MWh i 2025, og rundt 20 €/MWh i 2040.



Figur 95: Varighetskurve for prisen i NO2 for 2025 og 2040 i Basis og med høy gasspris.



Figur 96: Snittsprisen over alle værår i NO2 og Tyskland for Basis og høy gasspris i 2025 og 2040.

Vi ser det samme mønstret i Norge som på kontinentet og UK, men prisøkningen er mindre. I 2025 løftes kraftprisen i NO2 med omtrent 25 €/MWh i snitt – om lag halvparten av den kontinentale økningen. I 2040 er økningen i høypristimer og snittpris betraktelig mindre. Dette skyldes flere faktorer. En grunn er at forbruket til hydrogenproduksjon avtar. Det er trolig at et slikt stort sjokk ville fått følger for hydrogenmarkedet som igjen ville økt kraftprisene mer. En annen grunn er at det er et sterkere nett i Norge og Norden som gjør at virkningen spres mer til de nordlige områdene også. Dermed dempes virkningen noe i Sør-Norge. Samlet sett er det likevel ingen tvil om at prisene de neste 10 årene blir mindre følsomme for endringer i brenselprisene.

7.8 Havvind på hybrid gir i de fleste scenarier litt lavere snittpriser i Norge

I vårt Medium-scenario for forbruk og produksjon i Norge har vi 2,8 GW havvind i Sørlig Nordsjø. 1,4 GW er knyttet til Norge med radial⁶³. Det andre utbyggingstrinnet på 1,4 GW havvind er knyttet til Norge og utlandet med en kabel på 1,4 GW til hvert land. Det er usikkert om det andre trinnet vil bli bygget, og om det blir med hybrid tilkobling. Virkningen på snittprisene i Norge er imidlertid liten.

Vi har simulert Medium-scenarioet med Basis kraftpris, med og uten 1,4 GW havvind tilknyttet med hybrid i 2035 og 2050. Våre simuleringer viser at snittsprisen i Sør-Norge blir rundt 1 €/MWh lavere i 2035, med havvind med hybrid, sammenlignet med tilfellet uten havvind. Årsaken til at det er så liten priseffekt er at virkningen av mer havvind og økt utvekslingskapasitet delvis utligner hverandre. Lengre ut i tid, rundt 2040-50, er prisnedgangen rundt 2 €/MWh av havvind på hybrid. Ved lavere energibalanse gir mer kraftproduksjon en større prisnedgang. Motsatt blir prisnedgangen med havvind på hybrid mindre, med et høyere overskudd på energibalansen. Blir det samlede overskuddet i Norge og Norden stort nok, kan prisene øke noe som følge av havvind med hybrid.

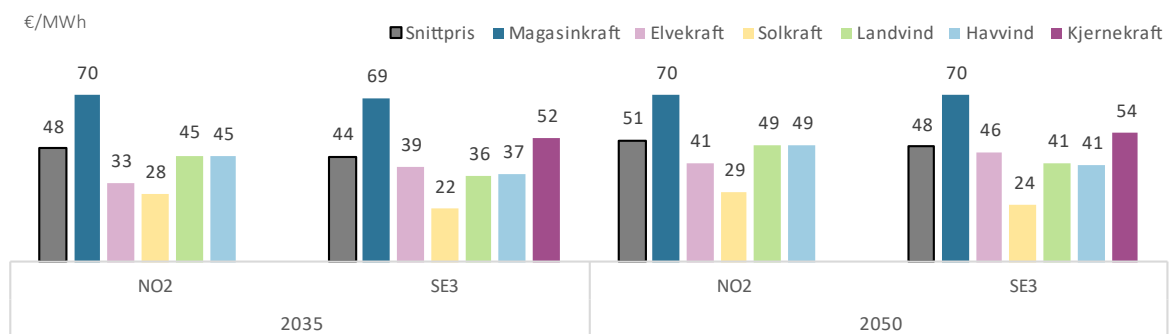
⁶³ Dette er det første utbyggingstrinnet som Ventyr skal bygge ut.

8 Lønnsomhet av ny norsk og nordisk produksjon og forbruk

8.1 Regulerbar kraftproduksjon får betydelig bedre betalt enn elvekraft, sol- og vindkraft

Når kraftprisen varierer mye vil regulerbar kraftproduksjon oppnå en høyere kraftpris enn snittprisen. Vannkraft med magasin kan eksempelvis i stor grad unngå å produsere i timene med lavest pris og konsentrere produksjonen til timene med høyest pris. Variabel kraftproduksjon fra sol-, vind- og elvekraft, som ikke har mulighet til å flytte produksjonen fra en time til en annen, vil oppnå en pris som ligger lavere enn snittprisen. Dette forsterkes av at den variable kraftproduksjonen produserer i stor grad på samme tid, på tvers av områder.

Magasinkraftverk i Sør-Norge oppnår en kraftpris på 65-70 €/MWh i perioden 2035-2050 i Basis. Dette er betydelig høyere enn snittprisen som er rundt 45-50 €/MWh i disse årene og over dobbelt så høyt sammenlignet med hva solkraft får i oppnådd kraftpris. Solkraftproduksjonen får lavest oppnådd kraftpris da produksjonen er veldig konsentrert i tid, på dagtid, og mest om sommeren, når også forbruket og prisene generelt er lavere. Elvekraft oppnår en pris som ligger noe over solkraft, da elvekraft også produserer om natten, selv om produksjonen er betydelig større i sommerhalvåret.



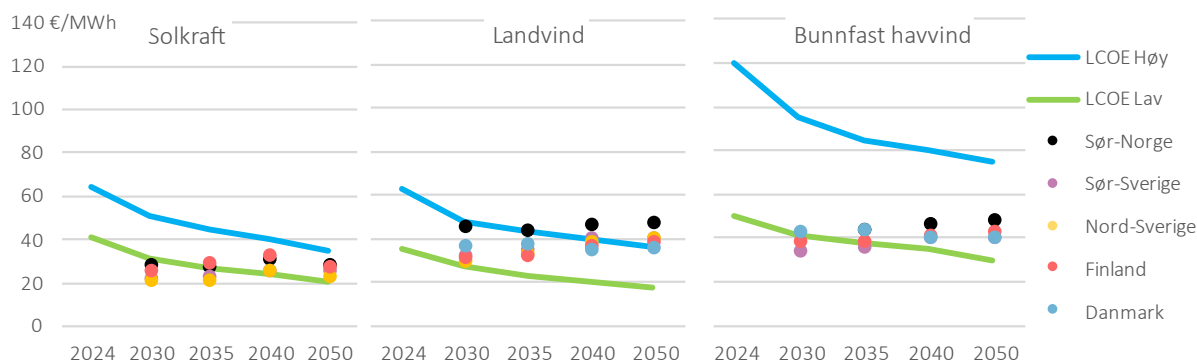
Figur 97: Snittpris og oppnådd kraftpris for magasinkraft, elvekraft, solkraft, landvind, havvind og kjernekraft i NO2 og SE3 i Basis.

Oppnådd kraftpris for landvind og havvind er høyere enn for de andre uregulerbare teknologiene fordi det produseres mest vindkraft om vinteren, når kraftprisene i snitt er høyere enn om sommeren. I 2035 ligger oppnådd kraftpris for vindkraft noe under snittprisen i Sør-Norge. Mot 2050 gir økningen i fleksibelt forbruk færre nullpristimer, som gjør at oppnådd kraftpris på vindkraft øker, selv om andelen vindkraft i kraftsystemet øker i samme periode. Våre simuleringer overdriver trolig noe den oppnådde kraftprisen for vindkraft for en gitt gjennomsnittspris.

Kjernekraften i Sverige og Finland er i hovedsak bygget for å produsere jevnt gjennom året og har lave driftskostnader. Hver reaktor er typisk ute i mange uker, normalt sett i sommerhalvåret, på grunn av revisjoner. Kjernekraft kan skru av produksjonen spesielt hvis prisene er lave i mange timer på rad. Mer innslag av meget lave priser som følge av sol- og vind redusere brukstiden til kjernekraft. På grunn av høye start og stoppkostnader vil også kjernekraften produsere med tap i en del timer. Samlet sett vil kjernekraften oppnå en pris som er noe høyere enn snittprisen, men betydelig under regulert vannkraft. Inntjeningen vil være en funksjon av oppnådd kraftpris multiplisert med produksjonsvolumet. I vår Basis er inntjeningen i til kjernekraft svakt økende fra 2035 til 2050.

8.2 Lavt støttebehov for sol- og vindkraft på land – større usikkerhet knyttet til havvind

Som en indikasjon på lønnsomheten i hvert enkeltår sammenstiller vi oppnådd kraftpris for solkraft, landvind og bunnfast havvind med gjennomsnittlige kostnader over levetiden (LCOE)⁶⁴. Vi har også beregnet avkastningen over levetiden for fornybarteknologiene (internrente), i noen prisområder. I tillegg til inntjeningen i spotmarkedet, vil det også være andre inntektsstrømmer som kan bidra til å gjøre prosjekt lønnsomme, som eksempel langsiktige kontrakter og opprinnelsesgarantier. Disse inkluderer vi imidlertid ikke i beregningen her.



Figur 98: Utfallsrommet for nordisk LCOE mot oppnådd kraftpris i Basis i noen områder i Norden

I Basis har solkraft lav lønnsomhet i 2030 og 2035 i de fleste nordiske prisområdene. Lønnsomheten forbedres til 2040 og 2050 slik at storskala solkraft får en internrente rundt 4-5 % med våre simuleringer, og trolig kan bygges ut uten støtte, særlig sør i Norden og i Finland. Dette er drevet av at overskuddet på norsk og nordisk energibalanse synker og at det kommer noe fleksibelt forbruk, som bidrar til å heve prisene om sommeren.

Lønnsomheten av solkraft er noe høyere nå enn i forrige LMA, til tross for at vi har en høyere vekst i solkraft i Norge. I Medium har vi en økning i solkraft til 15 TWh i 2050 i Norge, mot 8 TWh i forrige LMA. Dette er både fordi prisnivået i Europa er høyere gjennom hele perioden, og fordi vi har lavere vekst i havvind i Norge. Dette gir større plass til annen fornybar energi som eksempelvis solkraft.

Vindkraft på land kan bygges ut uten støtte i alle våre scenarioer. Det er imidlertid arealrestriksjoner som begrenser volumene som bygges ut, spesielt i Norge og Danmark. I Norge har det også de siste årene vært sterk mostand for utbygging av vindkraft på land.

Bunnfast havvind i Norden har i Basis en oppnådd kraftpris på 40-50 €/MWh. Samtidig er kostnadene svært usikre og forventningene om kostnadsnivået på sikt har økt siden forrige LMA. Bunnfast havvind er ikke opplagt lønnsomt i noen av scenarioene, og vil trolig ha behov for støtte også mot 2050. Norsk havvind får en noe høyere salgspris enn i de andre nordiske landene, som følge av høy andel regulert vannkraft i Norge og en lavere vindkraftandel. Bunnfast havvind i Norge er imidlertid planlagt på dypere vann med lenger avstand til land enn i våre naboland, som gir høyere kostnader.

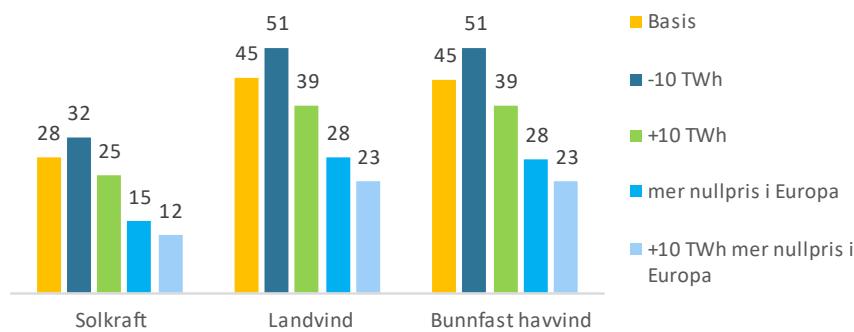
I Medium-scenarioet har vi noe flytende havvind i Norge i 2050, hvor mesteparten bygges ut etter 2040. Vi presiserer at det er usikkert om dette blir bygget ut, da det er betydelig usikkerhet knyttet til hvorvidt det er lønnsomt. Vi oppgir ikke et kostnadsspenn for flytende havvind. Volumet vi har i Medium som flytende havvind kan også være mer utbygging av landvind eller større volum bunnfast. I det høye forbruksscenarioet for Norge antar vi at kostnadene med flytende havvind faller så mye at

⁶⁴ Tallene på LCOE er basert på kostnadsprognoser for de ulike teknologiene i kapittel 3.4. For solkraft har vi oppjustert kostnadsspennet for å ta høyde for dårligere brukstid i de nordiske landene.

det blir lønnsomt uten subsidier, noe som gir et vesentlig større volum med flytende havvind i dette scenarioet.

8.3 Høy støtte til fornybar i Europa vil gi lavere inntjening for ny produksjon i Norge

Prisene i Europa har betydning for prisene i Norge, og dermed lønnsomheten av investeringer i ny produksjon også her. Hvis ny kraftproduksjon blir subsidiert i våre naboland, vil dette gi dårligere lønnsomhet av ny kraftproduksjon i Norge og et større subsidie/støttebehov her. Vi legger til grunn at det er noe støtte til ny kraftproduksjon i utlandet, i perioden frem mot 2035, mens mot 2040 og 2050 venter vi at fornybar får tilstrekkelig inntjening i spotmarkedet til å utløse utbygging, uten støtte. I tillegg har energibalansen i Norge og Norden, samt mengden fleksibel elektrolysekapasitet, stor betydning for inntjeningen til vind- og solkraft.



Figur 99: Oppnådd kraftpris i NO2 for sol- og vindkraft i 2035 i Basis, med ulike energibalanse og med mer nullpriser i Europa.

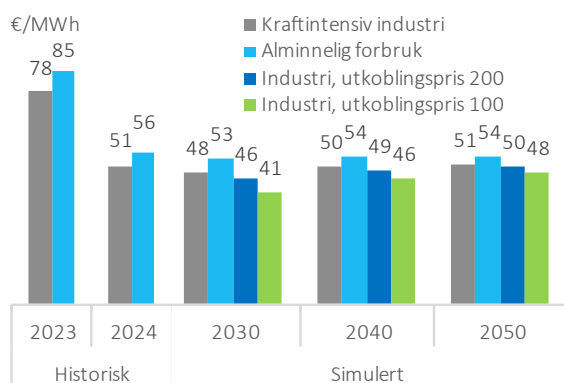
Figur 99 viser hvordan oppnådd kraftpris for vind- og solkraft i NO2 for 2035 varierer for ulike scenarier av energibalanse og kontinentale priser. Både den norske energibalansen og andelen nullpriser på kontinent er med på å påvirke lønnsomheten i et system med lite forbruksfleksibilitet. Mot 2050 er det kommet inn mye nytt fleksibelt forbruk, primært i form av elektrolysekapasitet. Dette utjevner prisene og gjør lønnsomheten til norsk fornybar produksjon mer uavhengig av både den norske og nordiske energibalansen.

8.4 Ulike forbruksaktører kjøper kraft til ulik kraftpris

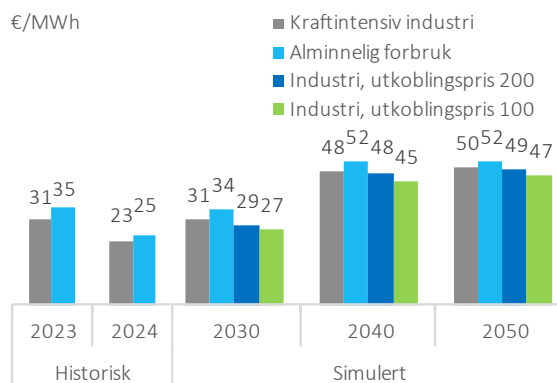
Snittprisen forbruksaktørene betaler avhenger av forbruksprofilen til aktørene og graden av fleksibilitet som forbrukerne har. Husholdningsforbruk har en årsprofil med høyere forbruk på vinteren, som sammenfaller med noe høyere strømpriser. Høyere forbruk om vinteren er en hovedgrunn til at prisene er høyere om vinteren. I 2024 betalte husholdningene i NO2 ca 5 €/MWh mer enn snittprisen over året⁶⁵. Kraftkrevende industri med et jevnt forbruk betalte omtrent det samme som snittprisen NO2 i 2024.

I våre simuleringer ser vi at husholdningsforbruket betaler mer enn snittet over året. De neste 5-10 årene vil differansen trolig øke på grunn av større forskjeller i prisen mellom sommer og vinter. I det lange bilde mot 2040-50 vil forskjellene trolig dempes noe igjen. Dette skyldes i all hovedsak at sommerprisene og vinterprisene blir likere mot slutten av analyseperioden, samt at ENØK-tiltak reduserer husholdningsforbruket på vinteren. I vår Basis i 2040 og 2050 betaler husholdningene i NO2 henholdsvis 4 €/MWh og 3 €/MWh mer enn den gjennomsnittlige kraftprisen over året.

⁶⁵ Før fratregg av strømstøtte. Etter fratregg av strømstøtten var betalt kraftpris for husholdningsforbruket rett under snittprisen.



Figur 100: Betalt kraftpris for ulike typer forbruk i NO2. Alle verdier er gjennomsnittspotrisen før fratrukk av strømsstøtte.



Figur 101: Betalt kraftpris for ulike typer forbruk i NO4. Alle verdier er gjennomsnittspotrisen før fratrukk av strømsstøtte.

Vi modellerer at noe industriforbruk kobler ut ved høyere priser, eksempelvis hydrogenproduksjon, og at dette volumet øker utover i analyseperioden. I Basis 2030 betaler en industriaktør i NO2 som kobler ut ved en kraftpris på 100 €/MWh ca. 7 €/MWh mindre enn en ufleksibel industriaktør i NO2. Dette oppnås ved å ikke forbruke i ca. 7 % av tiden. Mot 2050 blir forskjellen i betalt kraftpris mellom en ufleksibel industriaktør og fleksibel, betydelig mindre. Nedgangen skyldes at det blir færre timer med høy pris mot 2050, drevet av mer batterikapasitet og at en økende andel av forbruket kobler ut på pris.

8.5 Jevn produksjon av hydrogen er mer lønnsomt i Norden enn i Europa

Både i Norge, Sverige og Finland finnes det industri som har behov for hydrogen for å elektrifisere sine industriprosesser. Disse aktørene har som regel behov for en kontinuerlig tilførsel av hydrogen. For å få til dette, kan man enten produsere hydrogen kontinuerlig og la det gå rett inn i industriprosessen, eller bygge hydrogenlager slik at man kan produsere hydrogen kun når kraftprisene er lave. Eventuelt kan man kjøpe hydrogen fra en ekstern aktør. Det siste vil også gi behov for lager.

Våre simuleringer viser at kostnaden i Norden av å produsere hydrogen kontinuerlig uten lager er på nivå med kostnaden av mer fleksibel hydrogenproduksjon med lager. I våre simuleringer får vi i Nord-Sverige i 2050 en kostnad på hydrogen (LCOH) på rundt 2,7 €/kg H₂ (65 €/MWh) ved jevn hydrogenproduksjon uten lager, mens den fleksible med lager ligger på 2,6-2,8 €/kg H₂ (62-67 €/MWh)⁶⁶, som vist i tabellen under. Det er dermed ikke opplagt at det vil lønne seg med fleksibel hydrogenproduksjon som utnytter seg av kun de lave prisene. Dette er stor usikkerhet knyttet til disse estimatene.

	Europa	Nord-Sverige	Danmark
LCOH – jevn produksjon (100% brukstid)		~ 2,7 €/kg	~ 2,8 €/kg
LCOH – fleksibel produksjon med lager	~ 2 €/kg	~ 2,6-2,8 €/kg	~ 2-2,5 €/kg

Tabell 5: LCOH i 2050 i Europa, Nord-Sverige og Danmark for jevn produksjon av hydrogen, og fleksibel hydrogenproduksjon med lager. Transportkostnad på rundt 1 €/kg kommer eventuelt i tillegg. Det er stor usikkerhet knyttet til disse estimatene.

⁶⁶ Vi har lagt til grunn samme lagerkostnad i Norden, som for kontinentet/Storbritannia, beskrevet i kapittel 3.7. Dette da lagerkostnaden er en snittbetragtning mellom ulike typer lager, også steingruver, som er det som er mest aktuelt i Norden.

Våre modellsimuleringer viser at lagerbehovet for hydrogen vil være betydelig større i Norden, enn på kontinentet/Storbritannia. Dette henger sammen med at værvariasjonen mellom år er større mellom år i Norden, da variasjonene i tilsiget til vannkraften gir enda større variasjoner i kraftprisen i Norden. Dette gir også en stor variasjon i hydrogenproduksjonen mellom tørrår og våtår, som vist i kapittel 7.3. Vi legger ikke til grunn en lagerkapasitet som kan jevne ut variasjonene mellom år. Slike variasjoner må dekkes gjennom handel.

Kostnaden for å produsere hydrogen er rundt 2 €/kg på kontinentet og i Storbritannia, i Basis, i våre modellsimuleringer. Dette er noe lavere enn i Norden, drevet av en høyere andel nullpriser på kontinentet. Fraktkostnaden på rundt 1 €/kg gjør imidlertid import av hydrogen til Norden til et dyrere alternativ, sammenlignet med hydrogenproduksjon i Norden, i våre simuleringer. Dette gitt at hydrogenet som produseres i Norden produseres og brukes samme sted, slik at man slipper fraktkostnaden.

Fraktkostnaden gjør også at det med våre beregninger ikke ser lønnsomt ut å produsere hydrogen for eksport i Norden, da kostnaden for å produsere hydrogen i Norden ligger over kostnaden for hydrogen produsert i Europa. Hydrogen produsert i Norden får en hydrogenkostnad på rundt 3,7 €/kg, inkludert fraktkostnaden, med våre antakelser i Basis.

Det er stor usikkerhet knyttet til hydrogenutviklingen. Våre alternative scenarier gir et utfallsrom for teknologikostnader, kraftpris, og også hydrogenkostnad. I vårt Høyprisscenario er teknologikostnadene høyere, som gir høyere snittpriser på kraft og høyere kostnad for å produsere hydrogen. I Høypris antar vi at Europa ikke har fått ned kostnaden for elektrolyse og hydrogenlager. Hydrogenproduksjonen i Norden er derfor ufleksibel og går til kun egen industri. I Høypris har Norden en LCOH på nivå med Europa på om lag 4-4,5 €/MWh. I Lavpris er kostnaden for hydrogen lavere både i Europa og Norden, og ligger rundt 1,8 €/kg.

9 Nettbehov i Norge og nytte av utveksling med naboland

9.1 Prisforskjeller og vekst i forbruk og produksjon gir stort nettbehov

Vi har i dag store prisforskjeller internt i Norge. Mer produksjon enn forbruk over året i snitt gir et stort overføringsbehov fra nord og ut på mellomlandsforbindelsene i sør. Dette forsterkes av det store energioverskuddet nord i Sverige. I tillegg bidrar ubalanser mellom forbruk og produksjon regionalt, samt svingningene mellom sesonger og værår, til at overføringsbehovet i mange av de sentrale korridorene i nettet er mye større enn overføringskapasitetene. Sammen med et stort behov for å fornye gamle nettanlegg, er derfor Statnett i ferd med å oppgradere mye av nettet i Norge (se kapittel 6.8).

Den nye versjonen av Statnetts langsiktige markedsanalyse bekrefter og viser et klart behov for planlagte nettførsterkninger i Norge. Dette gjelder særlig i de store transportkanalene mellom og gjennom ulike regioner og prisområder. Økt forbruk og mindre overskudd på energibalansene regionalt og nasjonalt gir på den ene siden mindre behov for å transportere energi over lange avstander nord-sør. Isolert sett gir dette en viss avlastning av nettet. Store variasjoner i kraftprisene og produksjonen fra både vann, sol og vindkraft gir imidlertid høy og varierende flyt i mye av nettet i våre modellsimuleringer. Dette tilsier at det vil være høy nytte av det planlagte nettet.

Så viser vi også at det trolig blir en betydelig vekst i både forbruk og produksjon i Norge. Dette vil gi ytterligere behov for særlig de mer regionale nettførsterkningstiltakene Statnett har under bygging og planlegging, der funksjonen i større grad er å knytte til nytt forbruk og produksjon på en driftsmessig forsvarlig måte.

I kapittel 7 viser vi at vi over tid får mer like kraftpriser i snitt i de norske prisområdene. Det blir også mindre prisforskjeller time for time i gjennomsnitt. Dette viser generelt at nettførsterkningene som er under bygging og planlegging i Norge og Sverige er riktige og at de vil virke etter hensikten. Samtidig viser kurvene at det fortsatt vil være prisforskjeller mellom ulike regioner time for time i snitt også etter at nettet er oppgradert. Dette gir en ytterligere bekreftelse på behovet for de planlagte nettførsterkningene – og at disse ikke er overdimensjonerte.

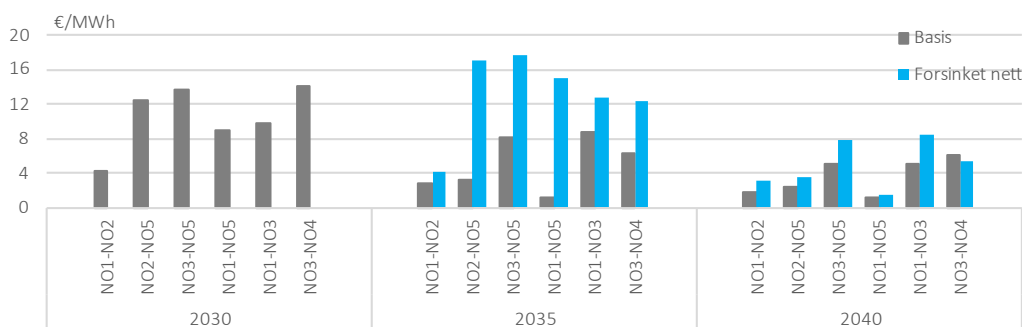
9.2 Forsinket nettutvikling vil gi større prisforskjeller mellom norske prisområder

For å illustrere behovet for sentrale nettførsterkninger, og hvordan disse bidrar til å redusere prisforskjeller, har vi simulert en sensitivitet der alle igangsatte og planlagte nettutbyggingsprosjekter utsettes i fem år. Dette innebærer at vi har simulert Basis 2035 med nettmodellen for 2030, Basis 2040 med nettmodellen for 2035 og Basis 2050 med nettmodellen for 2040. Figur 102 viser endringen i gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med planlagt og forsinket nett mellom norske prisområder. Vi ser at den gjennomsnittlige absolutte prisforskjellen er betydelig større med forsinket nett. Den største forskjellen ser vi dersom netttiltakene planlagt til 2035 blir forsinket. Dette henger sammen med at det er lagt til grunn flere tiltak til 2035 enn fra 2035 til 2040.

I 2035 gir forsinket nett stor prisforskjell mellom NO1 og hhv. NO2 og NO5. Prisforskjellen mellom NO2 og NO5 øker fra 3 €/MWh til 17 €/MWh, mens prisforskjellen mellom NO1 og NO5 øker fra 1 til 15 €/MWh. Dette skyldes i stor grad at vi har lagt til grunn oppgradering av 300 kV nettet fra Sogndal til Sauda, og rundt Sauda, fra 2030 til 2035, som reduserer flaskehalsene nord-sør på Vestlandet mellom NO2 og NO5.

Prisforskjellen mellom NO3 og hhv. NO1 og NO5 påvirkes også mye dersom nettet forsinkes. I Basis 2035 er første del av oppgraderingen av den sammenhengende 420kV-forbindelsen mellom Sunndalsøra og Oslo ferdig. Hele strekningen er antatt å ferdigstilles i 2040. Denne transportkanalen

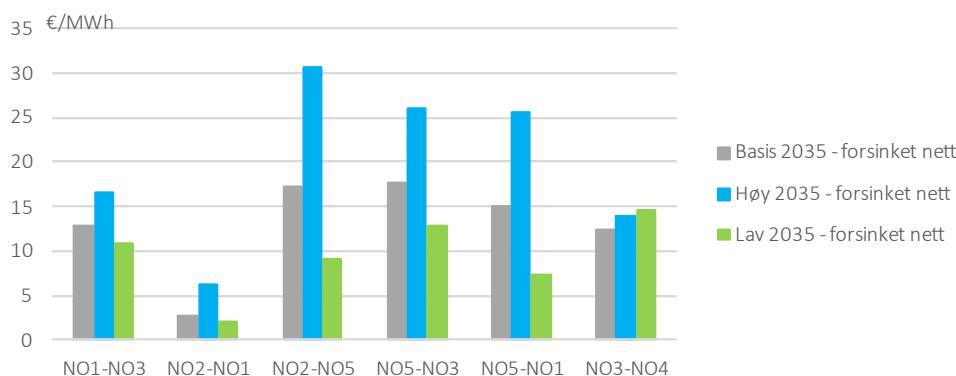
har stor betydning for hvor mye kraft som kan overføres samlet mellom NO3 og Sør-Norge. Ved forsinkelser i utbygning av denne transportkanalen vil flaskehalsene, og følgelig prisforskjellene, vedvare. I scenarioene med forsinket nett er snittprisen i NO3 lavere, mens snittprisen i NO1 og NO5 er høyere sammenliknet med Basis.



Figur 102: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom norske områder i Basis og med forsinket nett. Fra venstre: Basis 2035 og 2035 med 2030-nett, Basis 2040 og 2040 med 2035-nett, og Basis 2050 og 2050 med 2040-nett.

Videre har vi undersøkt effekten av forsinket nett i scenarioene for Høy og Lav forbruks- og produksjonsutvikling i Norge. Figuren nedenfor viser gjennomsnittlig absolutt prisforskjell for Høy og Lav i 2035 i scenarioene med forsinkelser med 2030-nett. Prisforskjellene i Basis med forsinket nett er også tatt med som referanse.

Det kommer tydelig frem fra figuren at effekten av forsinket nett forsterkes ytterligere i høyscenarioet sammenliknet med Basis, men reduseres noe i lavscenariet. Prisforskjellen øker betydelig dersom nettet forsinkes i høyscenarioet, spesielt for NO2-NO5, NO5-NO3 og NO5-NO1. Dette henger sammen med at det i høyscenarioet både er mer forbruk og produksjon. Med økt flyt kan behovet for tilstrekkelig overføringskapasitet bli større, spesielt mellom områder med større flaskehals, slik som for overføringsgrensene inn og ut av NO5.



Figur 103: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i våre scenario for kraftpris – og med forsinket nett.

Våre simuleringer underdriver prisforskjellene som oppstår i Norge som følge av en flaskehals. Grunnen er først og fremst at vannverdiene er for like i modellen. Når en flaskehals fører til prisforskjell, men vannverdiene på begge sider av flaskehalsen er omtrent like, vil prisforskjellene bli små. I virkeligheten er forskjellene i vannverdiene mellom ulike kraftverk med ulike egenskaper betydelig større, spesielt i noen perioder. Da vil også prisforskjellene bli større. I våre simuleringer er nettet intakt. I virkeligheten vil utkoblinger av nettanlegg relativt ofte gi lavere kapasitet og dermed større prisforskjeller.

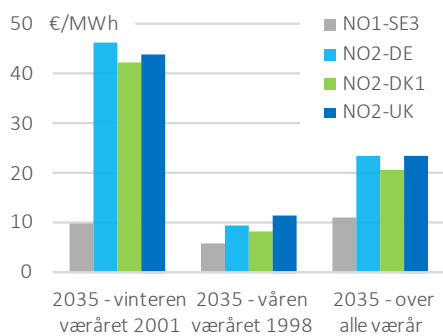
Likevel viser de store prisforskjellene med forsinket nett hvor stor betydning forutsetningene om nettviklingen har for å redusere prisforskjellene i Norge. Samtidig gir det en god indikasjon på at netttiltakene som Statnett planlegger, særlig rundt Sauda og Gudbrandsdalen, står seg godt.

9.3 Høye prisforskjeller time for time mot utlandet, selv med jevne snittpriser

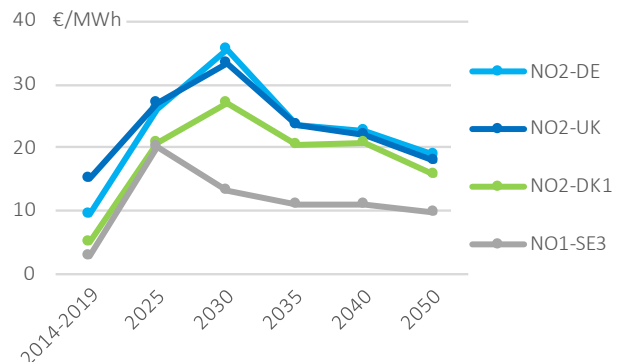
Den høye andelen vannkraft i Norge fører til store prisforskjeller time for time mellom Norge og andre land. Regulær vannkraft kan justere produksjonen raskt og til lave kostnader, noe som gir mindre kortsiktig prisvariasjon i Norge. Derfor er det hovedsakelig prisvariasjonen i utlandet som bestemmer prisforskjellene mellom Norge og utlandet.

Svingningene i tilsiget til norsk vannkraft gir samtidig større svingninger i norske snittpriser mellom sesonger og mellom tørre og våte år – enn hva tilfellet er i andre land. Dette bidrar til at de timevise prisforskjellene mot utlandet i enkelte år og sesonger er betydelig lavere eller høyere enn snittet, som vist i Figur 104/105. Store ubalanser på energibalansen i et normalår i Norge og Norden bidrar til å øke prisforskjellene mot Europa fordi ulike snittpriser mellom Norge og utlandet blir en selvstendig driver for prisforskjellene time for time.

I Basis holder prisforskjellene seg historisk høye i hele analyseperioden. Rundt 2030 er prisforskjellene ekstra høye som følge av at det er ekstra høy kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i Storbritannia, kombinert med at det fortsatt er et solid overskudd på den nordiske kraftbalansen, som vist i Figur 105. Mellom 2040 og 2050 vil økt forbruk og mer fleksibilitet føre til jevnere priser i nabolandene, noe som vil dempe prisforskjellene til Norge noe. Høypris- og Lavpris-scenarioene viser et betydelig utfallsrom for prisforskjellene mellom Norge og andre land. I Lavpris-scenarioet er prisforskjellene mot utlandet på nivå med det historiske snittet før energikrisen i 2022.



Figur 104: Gjennomsnittlige absolutte prisforskjeller time for time mellom Norge og naboland i Basis 2035 i utvalgte perioder.

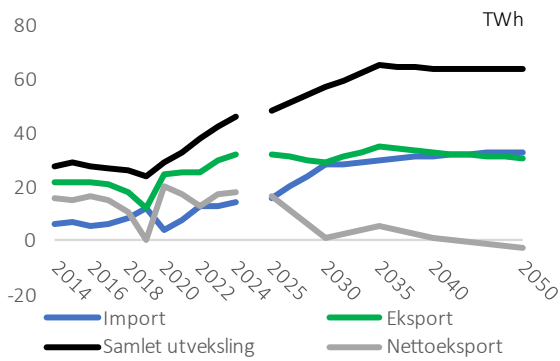


Figur 105: Gjennomsnittlige absolutte prisforskjeller time for time, mellom Norge og naboland, historisk og Basis fram mot 2050.

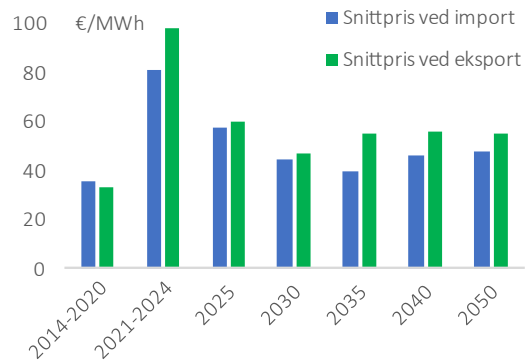
Prisforskjellene er trolig større siden modellen underdriver flaskehalsene. Med det utbyggingstempoet vi legger til grunn, vil det bli behov for en rekke planlagte utkoblinger i årene som kommer. Dette kommer ikke frem når vi simulerer med intakt nett. Vi må derfor forvente at prisforskjellene vil bli noe høyere enn det vi viser over. Like fullt mener vi at resultatene våre står seg og illustrerer de viktigste poengene på en god måte.

9.4 Inntektene fra krafthandel forblir store selv om energioverskuddet forsvinner

De samlede norske inntektene fra krafthandel med utlandet er summen av i) norsk andel av flaskehalsinntektene mot utlandet som oppstår når det er prisforskjell mellom Norge og utlandet ved utveksling, og ii) handelsgevinsten fra handel med strøm, som er inntektene fra eksport minus kostnadene med import. Flaskehalsinntekter på interne forbindelser i Norge holder vi her utenfor.



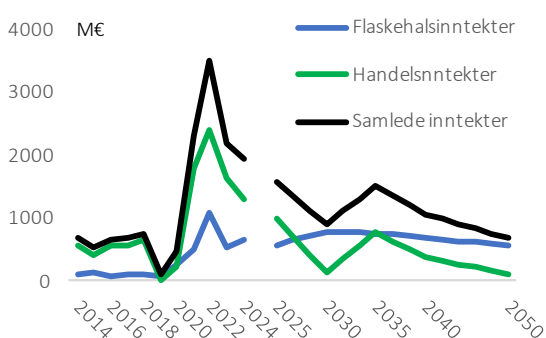
Figur 106: Utvekslet energi mellom Norge og utlandet i TWh historisk og simulert i angitte år frem mot 2050 med lineær interpolering mellom simulerte år.



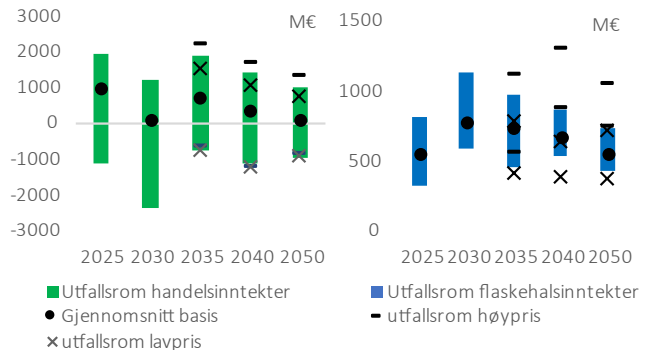
Figur 107: Gjennomsnittspris per solgte og kjøpte MW på forbindelsene til utlandet historiske snitt og i våre simuleringer.

De samlede flaskehalsinntektene i analyseperioden er positive, uavhengig av om Norge har import eller eksport, og blir større ved større prisforskjeller. Størrelsen på handelsgevinsten bestemmes av forskjellen mellom inntektene fra eksport og kostnadene med import. Dette er igjen bestemt av to forhold. Det første er den norske energibalansen over tid. Med større energioverskudd i Norge blir det mer nettoeksport og motsatt, noe som øker handelsgevinsten. Det andre er til hvilken pris vi kjøper og selger kraft, det vi omtaler som bytteforholdet mellom import og eksport. Både inntektene fra eksport og kostnadene med import avregnes til prisene i de norske områdene der utvekslingen finner sted.

Som vi ser i Figur 106, har Norge historisk sett hatt stor nettoeksport i perioden 2014 til 2020. Dette har gitt betydelige handelsinntekter selv med et ugunstig bytteforhold, der vi har tendert mot å selge kraft til litt lavere pris enn det vi har kjøpt kraft til. Mye av dette er drevet av at vi har solgt kraft i år med mye tilsig, og mer om sommeren og i perioder med relativt lave kraftpriser i Norge. Etter 2021 har bytteforholdet bedret seg betydelig i favør Norge. Hovedgrunnen til dette er økt utvekslingskapasitet mot utlandet. Dette har gitt økt kortsiktig prisvariasjon i Norge slik at regulert vannkraft i større grad kan flytte produksjonen til perioder med høyere priser. I praksis betyr dette at vi selger mer kraft når prisene er høye og importerer mer når prisene er lave. Vi ser at Norge i fremtiden vil ha et positivt bytteforhold mot utlandet uavhengig av utviklingen i energibalansen.



Figur 108: Historikk på inntektene fra kraftutveksling i perioden 2014-2024 og simulerte flaskehalsinntekter mot 2050 i vår Basis, som snitt av 29 værår.



Figur 109: Simulerte årlige handelsinntekter og flaskehalsinntekter som snitt av 29 værår, og med utfallsrom for vær, samt for Høypris og Lavpris.

I vår Basis legger vi til grunn at energibalansen i et normalår i Norge er rundt null fra 2030 og utover. Likevel ser vi at de samlede inntektene fra kraftutveksling med utlandet, som vist i Figur 108, ligger på rundt 1 mrd. euro i et normalår, i perioden 2030-2050. Dette skyldes to forhold. Den samlede

utvekslingen øker, og de timesvise prisforskjellene mot utlandet er i snitt fortsatt høye, slik at de norske flaskehalsinntektene fra handel med utlandet i snitt utgjør rundt 700 mil euro per år i perioden 2030-2050. I tillegg ser vi av Figur 107 at bytteforholdet hele veien er positivt, slik at handelsinntektene likevel er positive selv om Norge har null eller svakt negativ energibalanse og dermed ikke noe netto salg av kraft til utlandet.

Det er stort utfallsrom i samlede inntekter fra utenlandshandel for ulik norsk energibalanse, utenlandsk kraftpris og ulike værår. På kort sikt vil variasjonen i været mellom år bety mye. Ulike værår har store forskjeller i tilsig og dermed energibalanse, noe som gir et stort utfallsrom i inntekter mellom år, som vi ser fra Figur 109. På lenger sikt gir den gjennomsnittlige energibalansen et stort utfallsrom i årlig gjennomsnittlige handelsinntekter. Flaskehalsinntektene endrer seg lite med ulik norsk energibalanse. Med 10 TWh over- og underskudd på norsk energibalanse i 2040 får vi et utfallsrom for gjennomsnittlig årlig samlede inntekter på 700-1500 mill. euro, med ca. 1,1 mrd. euro i Basis. Også prisnivået i utlandet har stor betydning, som vist med Høypris og Lavpris scenarioet i Figur 109.

Vi beregner at nåverdien av de gjennomsnittlige *flaskehalsinntektene* mot utlandet per år fram mot 2050 er rundt 125 mrd. NOK. Nåverdien av de samlede inntektene fra *kraftutveksling* er rundt 220 mrd. NOK. Norsk energibalanse, utenlandsk kraftpris og variasjoner mellom værår et stort utfallsrom for inntektene. Våre simuleringsmodeller underdriver den kortsiktige prisvariasjonen i Norge. Dette bidrar til at våre simuleringsresultater overdriver prisforskjellene mot utlandet og flaskehalsinntektene. Motsatt gjør dette at vi underdriver handelsinntektene i simuleringene.

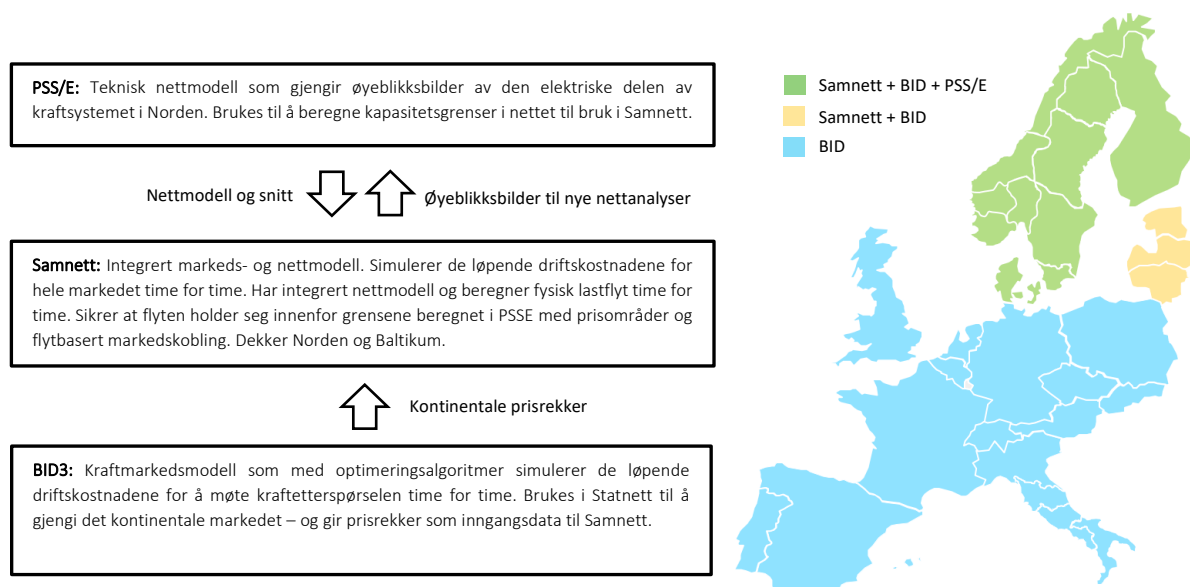
V1 Metode og grunnleggende forutsetninger

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. Vi kan da få en konsistent og helhetlig vurdering av konsekvensene i kraftsystemet for utviklingen i produksjon, forbruk, overføringskapasitet, brenselpriser og teknologikostnader.



Figur 110: Oversikt over hvilke land og områder våre system- og markedsmodeller dekker.

BID⁶⁷ 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 modellert. Dette gjelder Baltikum, Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux, Spania og Portugal og Storbritannia.

Samnett⁶⁸ er en nett- og markedsmodell og vi bruker den til å dekke det nordiske kraftsystemet. Modellen har sin styrke i en mer detaljert modellering av vannkraftsystemet og transmisjonsnett. Den har timesoppløsning og bruker simulerte prisrekker fra BID som eksogen representasjon av markedene i Polen, Tyskland, Nederland og i Storbritannia. I Norge er modellen delt opp i 15 delområder for å få en best mulig representasjon av magasindisponering, vannverdier og flaskehals i nettet. Samnett bruker flytbasert markedsalgoritme for å løse flaskehals mellom prisområdene. Vi

⁶⁷ BID er lisensiert av [Afrý](#).

⁶⁸ Utviklet av Sintef.

kan velge å legge sammen flere delområder til et prisområde eller simulere med alle 15 som prisområder.

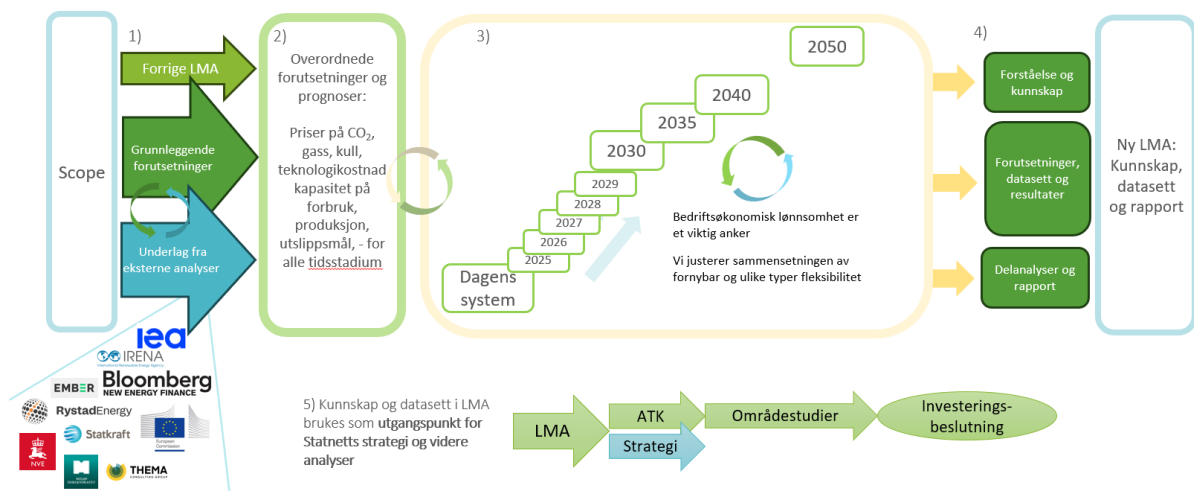
For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt hvert datasett over 29 historiske værår. Med timesoppløsning gir dette i sum 250 000 tilstander for det europeiske kraftsystemet per simulering. Begge våre to hovedmodeller er i kontinuerlig utvikling med mål om 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, driftserfaringer og eksterne analyser.

Analytisk fremgangsmåte og grunnleggende forutsetninger

Det er en omfattende prosess å utarbeide konsistente og relevante modelldatasett og scenario. Vi legger særlig vekt på å oppdatere dataunderlaget fra eksterne og interne kilder, samt å justere inn resultatene basert på noen overordnede forutsetninger.

Vår prosess starter med å oppdatere dataunderlaget fra eksterne og interne kilder om status i dag, prognoser fremover og kostnader. For de første 5 årene legger vi inn sikre endringer, som for eksempel utbyggingsprosjekter innen produksjon, nett eller større forbruksenheter hvor det er tatt endelig investeringsbeslutning. Denne delen dekkes av vår kortsiktige markedsanalyse, KMA.

Lengre ut i tid øker usikkerheten og vi bygger scenarioene i større grad på eksterne prognoser, politiske mål, kunnskap fra forrige analyse og simuleringresultater, samt noen overordnede forutsetninger. Dette gjør vi i en iterativ prosess for hvert datasett for hvert tidstrinn og scenario. Vi setter opp en detaljert databeskrivelse av hele det modellerte systemet, for deretter å simulere og vurdere resultatene opp mot våre overordnede forutsetninger som eksempelvis økonomisk konsistens og politiske mål, samt eksterne prognoser. Dette bruker vi til å justere inn forutsetningene og gjenta prosessen.



Figur 111: Hovedtrekk ved vår metode for å ta hensyn til ulike typer informasjon og antakelser.

Våre overordnede forutsetninger som våre hovedscenario er bygget på er basert på økonomisk teori, Statnetts og øvrige TSOers posisjoner og samfunnsoppdrag, eller elementer som det er konsensus om:

- **Konkurrans, rasjonelle aktører og likevekt på sikt**

Vi legger til grunn at markedsaktørene er rasjonelle og baserer seg på muligheten til å tjene nok over tid til å dekke sine kostnader. Inntekten kan imidlertid variere og delvis komme fra andre steder enn i spotmarkedet. Konkurrans og rasjonelle aktører gjør at energi- og kraftmarkedet tenderer mot en

langsiktig markedsbalanse og med lite superprofitt. Markedsbalanser kan oppstå (energikrise, m.m.), men myndigheter og markedskrefter vil arbeide for å løse disse raskt og gjøre de rimelig kortvarige (1-3 år). Hovedscenariene legger vekt på den langsiktige utviklingen.

- **Markedsbasert og integrert energi- og kraftsystem**

Det europeiske energi- og kraftsystemet er i dag markedsbasert og integrert. Vi legger til grunn at dette fortsetter.

- **Normalkonjunktur i hovedscenariene**

Det vil også i fremtiden være høy og lavkonjunkturer, men vi gjør ingen forsøk på å spå den økonomiske utviklingen i hovedscenariene.

- **Forsyningsikkerheten opprettholdes i hovedscenariene**

Myndigheter i alle land utformer og vedtar fortløpende tiltak som sammen med markedet sikrer at energi og forsyningsikkerheten blir opprettholdt på et høyt nivå, samtidig som systemet utnyttes mer effektivt.

- **Europa legger om energisystemet for å nå netto nullutslipp – samtidig opprettholdes levestandarden**

Vi legger til grunn at Europa når målet for 2050 om netto null utslipp innen energi, industri og transport i våre scenarioer**. Vi mener dette er realistisk og et rasjonelt utgangspunkt for våre analyser. Samtidig er vi tydelig på at omstillingen kan ta både kortere og lengre tid. I 2030 vil utslipp og fornybarutbygging trolig komme nært målene, men vi legger ikke til grunn at disse blir fullt oppnådd. I scenariene legger vi til grunn at dagens levestandard og nødvendige energitjenester opprettholdes, men med mer sirkulærøkonomi og bærekraft. Vi legger ikke til grunn at befolkningen må gjennomgå store adferdsendringer for å nå nullutslipp innen energi (mindre flyreiser o.l.).

Dette innebærer at den konkrete utviklingen av produksjon, fleksibilitet i produksjon og forbruk vil i våre datasett og scenario, lenger ut i tid, i stor grad avgjøres av hva som er billigst og mest lønnsomt. Politiske mål, krav og økonomiske støtteordninger betyr også mye. Men i hovedsak trekker både politikk og marked i retning av å få frem de billigste og beste løsningene for det framtidige og utslippsfrie energisystemet.

Vi baserer derfor mye av vår analyse på kostnadsprognoser og simulert lønnsomhet for ulike teknologier. I tillegg forutsetter vi et fungerende marked der prissignalene kommer frem og de ulike aktørene responderer på disse. Vi estimerer den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av investeringer i ulike typer teknologier (fornybar produksjon, hydrogenproduksjon, batterier og toppplastverk), og bruker dette til å tilpasse veksten i de ulike teknologiene til vi oppnår en noenlunde beregnet lønnsomhet over tid. Løsningen skal samtidig møte forutsatte politiske mål, planer og krav om blant annet utslippskutt og fornybarutbygging.

Vi benytter oss av en rekke ulike kilder for informasjon og prognoser om utviklingen av produksjon, forbruk, fleksibilitet, nett og prisutvikling innen gass, kull og CO₂:

- Priser på kull og gass: Bloomberg New Energy Finance, Rystad, IEA, EIA med flere
- Utfasing av eksisterende termisk produksjonskapasitet: Database fra Afry og egen research
- Alminnelig forbruk i Norge og Sverige: Modell utviklet av Optimeering
- Industriforbruk i Norden: Innmeldte planer, nordiske TSOer og myndigheter
- Forbruk og nett i Europa: ENTSO-E, IHS, andre TSOer, ulike langsiktige analyserapporter, nasjonale studier og strategidokumenter
- EU/UK ETS (CO₂): Refinitiv, Veyt, BNEF
- Fornybarutbygging: Politiske mål på EU-nivå og nasjonalt, eksterne analyserapporter
- Kostnadsutvikling innen fornybar/lagring: Bloomberg New Energy Finance, IEA, Rystad, DNV, 4cOffshore, IRENA med flere.

I tillegg henter vi mye informasjon og data fra NVE, ENTSO-E og samarbeidet med de nordiske TSO-ene. Vi bruker også nasjonale energi- og klimaplaner, ulike scenarioer fra EU-kommisjonen og mer helhetlige analyser av veien til nullutslipp.

V2 Andre relevante rapporter fra Statnett

Statnett gjennomfører en rekke analyser og utredninger for å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av sentralnettene. Se mer på vår [tematiske oversikt over analysene vi har publisert](#). Et utvalg av nyere rapporten som er publisert finner man lenke til under:



Høy forbruksvekst på Østlandet i 2024-nettet

- *Analyserapport desember 2024*

Analyse om konsekvensene for priser og kraftsystemet ved høy forbruksvekst på Østlandet

[Høy forbruksvekst på Østlandet i 2024-nettet | Statnett](#)



Kortsiktig markedsanalyse 2024-2029

September 2024

Forrige utgave av KMA fra 2024

[Statnetts Kortsiktige markedsanalyse | Statnett](#)



Langsiktig markedsanalyse 2022

Norden og Europa 2022-2050

Forrige utgave av LMA fra 2023

[Langsiktig markedsanalyse | Statnett](#)



Analyse av transportkanaler 2023-2050

Norge 2023-2040

Analyse av transportkanaler er en overordnet analyse av flyt og flaskehals i de store transportkanalene i det norske kraftsystemet frem mot 2050.

[Analyse av transportkanaler 2023-2050 | Statnett](#)



Statnetts områdeplaner

Områdeplanene skal hjelpe Statnett og våre samarbeidspartnere med å oppnå mer helhetlige løsninger, tydeligere og mer forutsigbar nettutvikling og mer effektiv prosjektgjennomføring. Det skal totalt utarbeides 10 områdeplaner.

[Områdeplaner: helhetlig og forutsigbar nettutvikling | Statnett](#)



Statnett Systemutviklingsplan 2023

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

[Systemutviklingsplan | Statnett](#)



Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet, 2022

Områdestudie

Analyse av hvordan tilknytning av havvind fra Sørlege Nordsjø II og nytt industriforbruk på Østlandet påvirker behovet for overføringskapasitet i Sør-Norge.

[Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet | Statnett](#)



Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II, 2022

Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold

Sammenlikning av radiell tilkobling av havvind i Sørlege Nordsjø II med flere varianter av hybrid tilkobling. Vi viser også hvordan havvind og hybrid tilkobling påvirker prisene i Norge parallelt med økt industriforbruk

[Fagrapport om havvind i Sørlege Nordsjø II | Statnett](#)

Statnett

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

Statnett SF

