

Langsiktig markedsanalyse 2026-60

Oktober 2026



Forord

Statnett utarbeider en langsiktig markedsanalyse (LMA) hvert andre år. I tillegg lager vi årlig en kortsiktig markedsanalyse for de fem første årene. I år har vi slått sammen de to analysene til en felles rapport for å bedre kunne se utviklingen på kort og lang sikt i sammenheng.

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 godt utgangspunkt for videre analyser av blant annet nettbehov, driftsutfordringer og samfunnsøkonomisk nytte av nettforsterkninger. Analysen gir også underlag for Systemutviklingsplanen og Statnetts strategi. Statnetts markedsanalyser er bygget rundt et fast sett av hovedscenarier. Disse er utformet for å gi et relevant utfallsrom og utgangspunkt for videre analyser knyttet til Statnetts ansvarsområder.

Gunnar Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og Kunder

Anders Kringstad

Direktør Markedsanalyse

19 oktober 2026

Analysen er utarbeidet av Rolf Korneliussen, Erlend Østensen, Jonas Opedal, Ida Naalsund, Julie Gunnerød, Jan Hystad, Sofie Vågen, Georg Devik, William Bjønnes, Eirik Cuesta, Eirik Bøhnsdalen med bidrag fra flere andre i Statnett



Innhold

Forord

Sammendrag.....s.4

1. Innledning og metode.....s.8

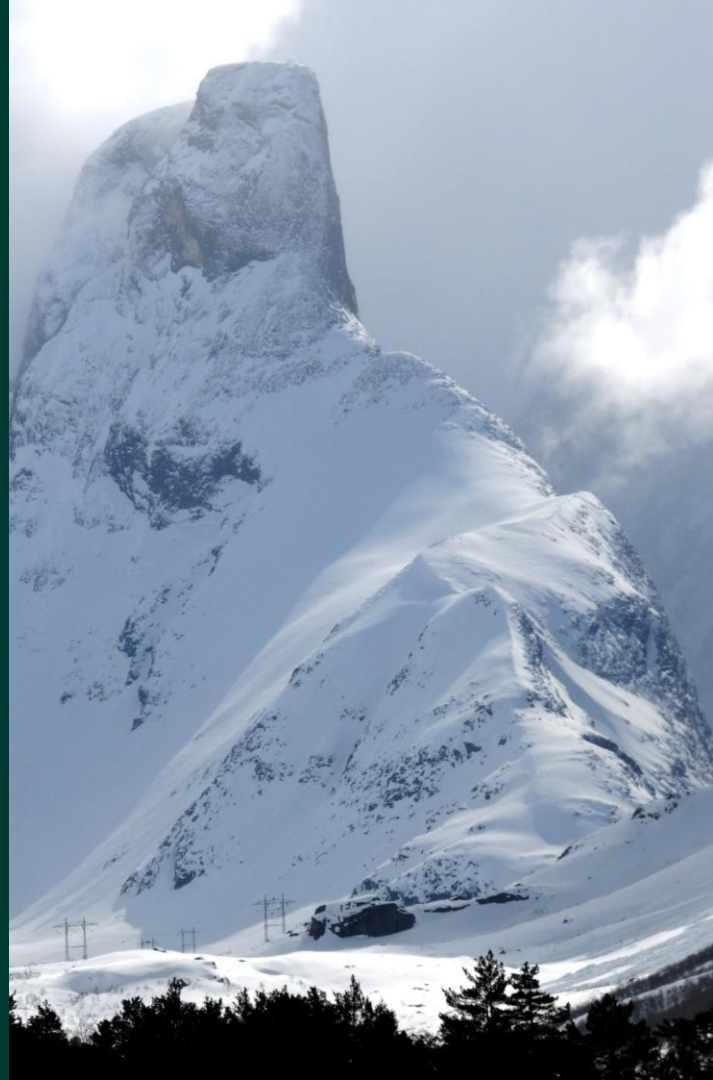
2. Europa samlet – trender, drivere og usikkerhet.....s.12

3. Europa samlet – scenarier og hovedresultater.....s.30

4. Norge – trender, drivere og usikkerhet.....s.48

5. Norge – scenarier og hovedresultater.....s.59

Vedlegg



Sammendrag Europa

➤ Energiomstillingen i Europa fortsetter

Det er bred enighet om at de europeiske landene fortsetter å erstatte importert fossil energi med egenprodusert utslippsfri energi. Krig og økt hensyn til konkurransekraft forsterker den politiske støtten til fornybar, kjernekraft og elektrifisering. Samtidig blir trolig de delene av omstillingen som innebærer hydrogen og andre kostbare tiltak skjøvet mer ut i tid.

➤ Kraftproduksjonen blir raskt tilnærmet utslippsfri, og forbruket øker

I scenarioet Basis erstatter ny sol- og vindkraft det meste av dagens gass- og kullkraft innen få år. Dette gir raskt en tilnærmet utslippsfri europeisk kraftproduksjon. Høye kostnader ved hydrogen og andre alternativer gjør trolig at gasskraft likevel fortsetter å dekke forbruket når det er lite vind og sol. Og selv om gasskraft kun utgjør 5-10 % av samlet årsproduksjon fra 2035, er gasskraft prissettende i rundt 40 % av tiden i Basis.

Prosessen med å erstatte fossil energibruk gjennom elektrifisering vil ta lang tid og fortsetter trolig helt til 2060. Sammen med datasentre gir dette en økning i det europeiske kraftforbruket på 80 % til 2060 i Basis.

➤ Mye fornybar kraft og batterier forsterker behovet for varig støtte

Lavere kostnader og stort behov gir utbygging av store volumer batterier. Sammen med vind-, sol- og kjernekraft gir dette et system med lave driftskostnader og lave kraftpriser i mye av tiden. Dette forsterker behovet for økonomisk støtte til nye investeringer i produksjon og fleksibilitet.

➤ Myndigheter styrer enda mer av markeds- og systemutviklingen

EU og nasjonale myndigheter legger til grunn at markedet alene ikke gir en rask nok utvikling mot målene om energiuavhengighet, lave utslipp og billigere energi. Geopolitisk uro forsterker behovet for en myndighetsstyrt utvikling. Dette skjer blant annet gjennom ulike krav, kvotemarkedet og økonomisk støtte til utbygging av fornybar, kjernekraft, batterier og effekt.

➤ Kraftprisene reduseres i snitt – utfallsrommet er stort

De nærmeste årene reduseres de gjennomsnittlige kraftprisene fra dagens nivå både i Basis og i de alternative scenarioene Lavpris og Høypris. Nedgangen skyldes i hovedsak at mer fornybar og batterier sammen med kjernekraften, gir økt andel timer med priser ned mot null. Fra 2035 og utover holder snittprisene seg rundt 50 €/MWh på kontinentet og i UK i Basis. De to andre scenarioene gir et utfallsrom på 35 til 80 €/MWh. Utviklingen i kostnader og i hvor stor grad økonomisk støtte senker prisene under kostnadsnivået for ny kraft er viktige usikkerheter. Prisene på gass og CO₂ gir også mye usikkerhet.

➤ Høy kortsiktig prisvariasjon og store sesongvariasjoner

Analysen viser høy kortsiktig prisvariasjon i hele det europeiske markedet. En høy andel solkraft gir også vesentlig lavere priser i sommerhalvåret enn på vinteren. Batterier og annen fleksibilitet demper den kortsiktige prisvariasjonen en del, men forsterker sesongvariasjonene.

Sammendrag Norge

➤ Moderat vekst i norsk produksjon er mest sannsynlig

Bred motstand demper potensialet for ny landvind i Norge. Og selv med betydelig økonomisk støtte er det en viss usikkerhet om de pågående havvindprosjektene utenfor Utsira og i Sørlege Nordsjø blir gjennomført. Samtidig viser analysen at en ytterligere utbygging av norsk havvind trolig vil kreve økonomisk varig støtte. Det samme gjelder også for en eventuell utbygging av kjernekraft. Uten nye politiske vedtak om å gi økonomisk støtte til ny produksjon, blir det dermed trolig lav vekst. En høy vekst er mulig, men vil i alle tilfeller ta tid.

➤ Norsk forbruk vil øke – men vekstpotensialet er svakere enn før

Elektrifisering av transport og vekst i datasentre gir en betydelig norsk forbruksvekst. Videre er det et stort potensial for ytterligere vekst ved overgang til utslippsfri energi i industri, skip og fly, og det kan bygges veldig mange datasentre. Usikkerhet i industrien og dyrt hydrogen ligger imidlertid an til å dempe veksten. I tillegg kan lite ny produksjon og dermed høye kraftpriser relativt til andre land bidra til å dempe veksten i forbruket. Våre nye scenarioer for Norge gir et utfallsrom på 20 til 80 TWh vekst i forbruket i analyseperioden – ned fra 50-120 TWh i forrige analyse. Statnett har i dag reservert kapasitet til omtrent 50 TWh nytt forbruk. Mye av dette kan komme relativt raskt. Men selv i et høyt scenario vil flere faktorer bidra til at veksten trolig fordeler seg over noe tid.

➤ Svakere energibalanse er sannsynlig - overskudd krever mer styring

De neste årene vil forbruket med høy grad av sikkerhet øke mer enn produksjonen. Dette svekker energibalansen i Norge. Hvis Norge skal være sikret et varig overskudd på energibalansen vil dette trolig forutsette en kombinasjon av økt aksept for landvind, økonomisk støtte til ny havvind eller kjernekraft og sterkere styring av veksten i forbruket.

➤ Et varig underskudd på norsk energibalanse er et mulig scenario

I et av hovedscenarioene for Norge blir det et underskudd på 20 TWh i den norske energibalansen fra 2035 og utover. Dette gir høyere priser i Norge enn i naboland. Lave priser i naboland kan imidlertid dempe ulempen med å ha noe høyere priser. Og hvis Norge bevarer lavere tariffen enn i andre land kan et slikt scenario være økonomisk bærekraftig. Scenarioet viser samtidig økt grad av energiknapphet i tørrår.

➤ En fortsatt positiv effektbalanse forutsetter økt effekt i vannkraftverk

Mye vannkraft gjør at Norge i dag har en positiv effektbalanse. Og de neste årene er det planlagt flere investeringer for å øke kapasiteten i vannkraften enda mer. Dette vil trolig dekke mye av det økte effektbehovet som følger av forbruksveksten. Det er samtidig en betydelig mulighet for at effektbehovet øker mer enn tilbudet, og at Norge får effektunderskudd.

Sammendrag Norge

➤ Snittprisene i Norge blir lavere og mer like – stort utfallsrom

Snittprisene i Sør og Midt-Norge reduseres de første fem årene til rundt 40-50 €/MWh i et scenario med medium forbruk og produksjon i Norge og en europeisk markedsutvikling som i Basis. Hovedårsaken er lavere priser i naboland. Dette mer enn utligner den isolerte prisøkningen som følger av en svakere energibalanse i Norge. I Nord-Norge økes prisene som følge av økt forbruk. Mer nettkapasitet bidrar også til å gi mer like snittpriser.

De viktigste usikkerhetsfaktorene for norske snittpriser er prisutviklingen i våre naboland og energibalansen i Norge. Med våre oppdaterte scenarioer gir dette et utfallsrom mellom 30 og 70 €/MWh fra 2030 og utover.

➤ Analysen bekrefter behovet for forsterkninger i transportkanalene

Den nye analysen bekrefter at det vil være behov for prioriterte forsterkninger i transportkanalene, både i scenarioer med høy og lav vekst i forbruk og produksjon i Norge. Tiltakene bidrar til å redusere prisforskjellene i Norge, gir samfunnsøkonomisk nytte og må i all hovedsak gjøres uansett som følge av reinvesteringsbehov.

➤ Fortsatt høy nytte av utenlandshandel demper tariffene

Høy kortsiktig prisvariasjon i andre land og store langsiktige variasjoner i Norge drevet av varierende tilsig, gir store prisforskjeller og høy samfunnsøkonomisk nytte fra utenlandshandelen. I Basis utgjør flaskehalsinntektene fra i dag til 2060 rundt 150 mrd. NOK i nåverdi.

➤ Det er betydelig usikkerhet i behovet for tilknytningskapasitet

I scenarioene med høyest vekst i forbruket vil det være behov for å bygge ut mye lokalt tilknytningsnett, i form av stasjoner, trafoer og regionale ledninger som gjør det mulig å knytte til forbruket. Samtidig kan behovet bli mye mindre, slik vi har i scenarioet med lav vekst. Det er i tillegg mye usikkerhet knyttet til den geografiske fordelingen av forbruksveksten. Utover i tid gir dette et behov for å tilpasse investeringer i lokal tilknytningskapasitet til den faktiske forbruksveksten.

➤ Rotasjon i reservasjoner, kø og i eksisterende forbruk er sannsynlig

Det er sannsynlig at mange planlagte forbruks- og produksjonsprosjekter faller fra og blir erstattet av andre. Det er også trolig at en del av det eksisterende forbruket går ut som følge av energisparing, konkurranse og endrede markedsforhold. Det siste vil i større grad kunne skje i scenarioer med lite ny produksjon og dermed høyere priser i Norge enn i naboland.

➤ En balansert utvikling av forbruk og produksjon er mest rasjonelt

Analysen bekrefter at målsettet tilrettelegger for en dobling av det norske kraftsystemet. Vi viser også at vekst i forbruk og vekst i produksjon må følge hverandre sånn noenlunde. Norge kan håndtere et visst energiunderskudd, men markedsmessig er det vanskelig å se for seg at det kan bli større enn 20-25 TWh i et normalår. Et større underskudd vil samtidig innebære sårbarheter for et av verdens mest elektrifiserte samfunn.

Viktigste endringer fra forrige analyse*

Europa samlet

- I denne analysen legger vi til grunn en enda mer myndighetsstyrt utvikling av den europeiske kraftsektoren. Dette innebærer mer varig økonomisk støtte til utbyggingen av fornybar, fleksibilitet og backup effekt, og at vi har lavere vekst i CO₂-prisene i alle våre tre scenarioer.
- Vi antar nå en vesentlig mindre vekst i produksjonen av hydrogen enn i den foregående analysen. Sammen med mer usikkerhet i industrien gir dette en lavere og mer forskjøvet vekst i det samlede europeiske kraftforbruket enn i forrige LMA.
- Vi har nå mye høyere vekst i batterikapasiteten i alle de tre scenarioene. Dette erstatter delvis fleksibiliteten vi tidligere har forutsatt fra variabel hydrogenproduksjon. I sum gir dette mer kortsiktig og mindre langsiktig fleksibilitet i markedet
- Sammenlignet med sist har vi mer bruk av gasskraft på vinteren til å dekke forbruket i periodene med minst fornybar produksjon. Samlet markedsandel er fortsatt lav, men prisene holdes i større grad oppe ved at gasskraft setter prisen i en større andel av tiden lengre ut i tid.
- Mer batterier fremfor fleksibel hydrogenproduksjon gir en større andel av tiden med ekstra lave priser. Og i Basis og Lavpris er snittprisene noe lavere og mer dekket de samlede kostnadene ved å bygge ut og drifte ny produksjon og fleksibilitet. Dette innebærer at mer av betalingen skjer utenfor kraftmarkedet.

Norge

- Sammenlignet med forrige analyse har vi nå en lavere vekst i norsk forbruk og produksjon i alle scenarioer. Dette skyldes både svakere utsikter for utbyggingen av ny produksjon og et mer dempet potensial for forbruksvekst.
- Sannsynligheten for høy forbruksvekst fra datasentre er større nå enn da vi publiserte forrige analyse. Samtidig er planlagt forbruksvekst innen industri, petroleum og hydrogen lavere. I våre oppdaterte scenarioer kommer derfor mer av forbruksveksten fra datasentre.
- I den nye analysen har vi et mer tydelig og varig støttebehov for norsk havvind. Samtidig fremstår det som mer sannsynlig at bunnfast havvind vil være mer konkurransedyktig enn flytende havvind langt ut i tid. I scenarioene med høyest produksjonsvekst forutsetter vi derfor at norsk havvind i hovedsak kommer som bunnfast havvind og med økonomisk støtte. Og i motsetning til i forrige analyse har vi nå ingen scenarioer med mye vekst i flytende havvind.
- Muligheten for rask vekst i særlig datasenterforbruket kombinert med mulige utsettelse i utbyggingen av havvind gir større mulighet for underskudd på energibalansen enn i forrige analyse.
- I den nye analysen er snittprisene noe lavere i Medium/Basis scenarioet. Utfallsrommet er samtidig noe større.

* Statnett (2024) Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050



1. Innledning og metode



Statnett må analysere nettet og hele markedet samlet

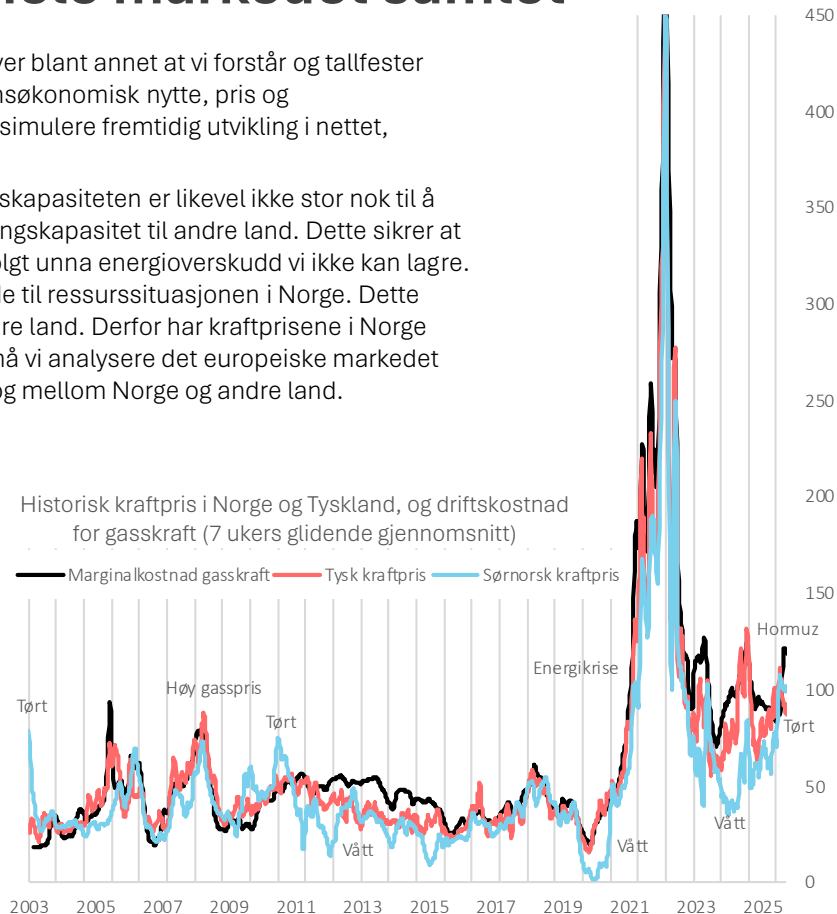
Statnett har ansvar for å utvikle og drifte transmisjonsnettet i Norge. Dette krever blant annet at vi forstår og tallfester fremtidig utvikling av nettbehov og prisforskjeller. Vi må også beregne samfunnsøkonomisk nytte, pris og systemvirkninger av tiltak i nett og marked. For å få til dette må vi analysere og simulere fremtidig utvikling i nettet, vannkraften og hele markedet i sammenheng.

Norsk vannkraft har en samlet magasinkapasitet på 87 TWh. Den store lagringskapasiteten er likevel ikke stor nok til å håndtere sesonger og variasjoner i tilsiget alene. Norge har derfor mye overføringskapasitet til andre land. Dette sikrer at vi kan importere og unngå rasjonering i år med lite tilsig og at vi i perioder får solgt unna energioverskudd vi ikke kan lagre. Gjennom kraftmarkedet tilpasses nettutviklingen med andre land fortløpende til ressursituasjonen i Norge. Dette innebærer samtidig en løpende tilpasning av norske kraftpriser til prisene i andre land. Derfor har kraftprisene i Norge alltid fulgt prisene i andre land, slik grafen under viser. Og som følge av dette må vi analysere det europeiske markedet for å kunne forstå og tallfeste kraftpriser, prisforskjeller og nettbehov i Norge, og mellom Norge og andre land. Behovet for å analysere utviklingen i Europa forsterkes gjennom påvirkningen på teknologikostnader, markedsforholdene for norsk industri og næringsvirksomhet, og påvirkningen på norsk energipolitikk.

Så må vi også gjengi driften av vannkraften i Norge, og hvordan produksjonen varierer som respons på forhold i Norge og prisene i naboland. I tillegg må vi naturlig nok analysere utviklingen i norsk forbruk og produksjon, og hvordan alt i sum spiller sammen med nettet vi har under bygging og i Statnetts planer.

Med et markedsbasert kraftsystem er det mange usikre faktorer som påvirker. I våre analyser er det å klargjøre relevante utfallsrom like viktig som å klargjøre hovedtrender.

Fokuset i Statnetts analyser er alltid å klargjøre norske behov og muligheter knyttet til det norske nettet og Statnetts ansvar.



Statnetts markedsanalyser – hensikt, omfang og metode

Statnetts markedsanalyser dekker det europeiske markedet og ser på utviklingen av og samspillet mellom produksjon, forbruk, batterier, hydrogenproduksjon, nett, CO₂-utslipp og kraftpriser. Analysene består av flere likeverdige elementer:

- Drøfte og tallfeste trender og utfallsrom ved markedsutviklingen
- Klargjøre utfordringer og muligheter for det norske kraftsystemet
- Gi oppdaterte og konsistente scenarier og modelldatasett
- Dokumentere forutsetninger og hovedresultater i en sluttrapport

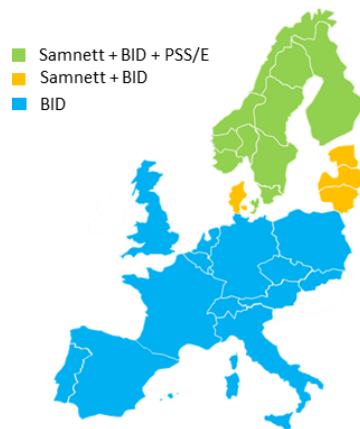
Våre markedsanalyser gir viktig innsikt og flere delsvær i seg selv. Samtidig er analysene i hovedsak et underlag og utgangspunkt for mer spesifikke analyser av nettbehov, samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter av nettforsterkninger, driftsutfordringer og andre markedsmessige forhold.

Vi lager en ny langsiktig markedsanalyse hvert andre år og en ny kortsiktig analyse årlig. I år har vi valgt å slå sammen dette til en felles rapport som både gir en detaljert oversikt fem år frem og et overblikk på den langsiktige utviklingen.

Statnetts virksomhet er særdeles langsiktig. Det kan ta opp til 20 år fra vi begynner å klargjøre behovet for et tiltak før det nye nettanlegget er i drift. Deretter kan det bli stående i opptil 100 år. I lys av dette har vi behov for å se langt frem. I årets analyse har vi derfor skjøvet tidshorisonten ut fra 2050 til 2060. Vi presiserer at det er stor usikkerhet i teknologi og markedsutviklingen så langt fram.

Mye av analysen er basert på eksterne data og analyser. Her er vi opptatt av å i størst mulig grad speile konsensus. Analysen er i tillegg bygget på modellsimuleringer av kraftsystemet i Norge og i Europa. Vi bruker simuleringene til å beregne priser og kraftflyt, forstå sammenhenger og for å justere og sikre økonomisk konsistente forutsetninger.

For å klargjøre usikkerhet som er relevant for Statnetts ansvar har vi tre hovedscenarier for markedsutviklingen i Europa og fire for utviklingen av forbruk og produksjon i Norge. Hvert scenario blir modellert opp i ti utvalgte analyseår frem til 2060. For å fange variasjonen i været simulerer vi hvert av disse over 29 historiske værår.



Skisse over modelloppsettet vi bruker. Se nærmere beskrivelse i [vedlegg](#). Samnett er en kombinert markeds- og nettmodell som simulerer samspillet mellom vannkraften, markedet og nettet. PSSE-modellen er en teknisk nettmodell vi bruker til å beregne overføringskapasiteter i nettet til bruk i Samnett. BID er en markedsmodell vi bruker til å gjengi det europeiske markedet. Vi bruker simulerte prisrekker fra BID som representasjon for kontinentet og UK i Samnett. I vedlegg er det en nærmere beskrivelse av modellene.

Leserveiledning – Europa i første del for å klargjøre om Norge

Første del av analysen handler om utviklingen av kraftmarkedet i Europa samlet. Her starter vi først med et kapittel som klargjør trender, politiske mål og hovedpunkter i eksterne analyser og prognoser. Deretter har vi et kapittel der vi beskriver scenarioene våre for den europeiske utviklingen og hovedresultater fra disse.

I den andre hoveddelen viser vi hvordan utviklingstrekk og kraftpriser i andre land spiller sammen med utviklingen i Norge. Her trekker vi hele analysen inn mot hva utviklingen betyr for norske priser, flaskehalser og andre relevante forhold.

Årsaken til at vi starter med den europeiske markedsutviklingen er at dette gjør det enklere å forklare og vise utviklingen i Norge. Dette må ikke tolkes som at Norge er mindre viktig. Hele poenget med analysen er å klargjøre hvordan markedsutviklingen påvirker nettbehov og systemdriftsutfordringer i Norge.

Hvordan markedsutviklingen mer konkret påvirker beslutninger og Statnetts nettplaner er nærmere beskrevet i påfølgende rapporter som vist under.

Statnetts markedsanalyser gir felles underlag og startpunkt



Videre analyser og planprodukter tar ballen i mål





2. Europa samlet - trender, drivere og usikkerhet

➤ Energiomstillingen i Europa fortsetter

Det er bred enighet om at de europeiske landene fortsetter å erstatte importert fossil energi med egenprodusert utslippsfri energi. Krig og økt hensyn til konkurransekraft forsterker den politiske støtten til fornybar, kjernekraft og elektrifisering. Samtidig blir trolig de delene av omstillingen som innebærer hydrogen og andre kostbare tiltak skjøvet mer ut i tid.

➤ Forbruket øker, og kraftproduksjonen blir raskt tilnærmet utslippsfri

Elektrifisering og datasentre gir en økning i det europeiske kraftforbruket. Ny sol- og vindkraft dekker nesten hele forbruksveksten og erstatter det meste av gass- og kullkraften. Dette gir raskt en tilnærmet utslippsfri europeisk kraftproduksjon. Høye kostnader ved hydrogen og andre alternativer gjør trolig at gasskraft likevel fortsetter å dekke forbruket når det er lite vind og sol helt til 2060. Årsproduksjonen fra gasskraft blir likevel lav.

➤ Myndigheter styrer enda mer av markeds- og systemutviklingen

EU og nasjonale myndigheter legger til grunn at markedet alene ikke gir en rask nok utvikling mot målene om energiuavhengighet, lave utslipp og billigere energi. Geopolitisk uro forsterker behovet for en myndighetsstyrt utvikling. Dette skjer blant annet gjennom ulike krav, kvotemarkedet og økonomisk støtte til utbygging av fornybar, kjernekraft, batterier og effekt.



Europa er midt i overgangen til ren og egenprodusert energi

De europeiske landene er inne i en langvarig omstillingsprosess der importert fossil energi erstattes av egenprodusert utslippsfri energi. Dette innebærer både en omstilling av den eksisterende kraftproduksjonen og at mer av den samlede energibruken blir elektrifisert.

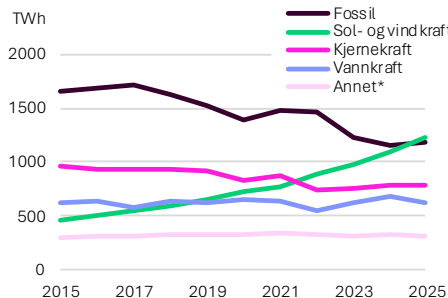
I kraftsektoren er mye av overgangen fra fossil til utslippsfri energi allerede gjennomført. Sol- og vindkraft har det siste tiåret erstattet mye kull- og gasskraft. Bare de tre siste årene (2023-25) har produksjonen fra sol- og vindkraft økt med 230 TWh i EU og UK samlet. Og i 2025 var rundt 50 % av årsproduksjonen i EU, UK og Norge fra fornybare kraftverk. Medregnet kjernekraft er 70 % av dagens europeiske kraftproduksjon utslippsfri.

I EU har utslippene av CO₂ gått ned med ca. 40 % samlet sett siden 1990. Innenfor kvotepliktige sektorer er nedgangen om lag 50 %. I UK har reduksjonen vært enda større men også land som Polen har nå rask nedgang. Mye av dette skyldes overgangen til utslippsfri kraftproduksjon.

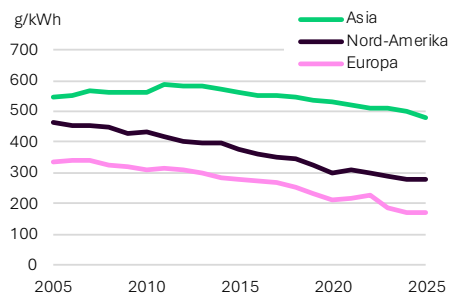
Elektrifiseringen av veitransport og varmesektoren er i gang. Salget av elbiler i Europa er økende igjen etter en midlertidig pause i veksten i 2024. Det samme gjelder salget av varmepumper, som erstatter oppvarming basert på fossilt brensel. I sum bidrar dette til vekst i kraftforbruket, men siden dette fortsatt er i en oppstartsfase utgjør det ikke så mye foreløpig. Det er også en viss elektrifisering innen industri og næringsvirksomhet, men i hovedsak er det så langt lite elektrifisering utenfor veitransport og varme. Samtidig har energikrisen med bortfallet av russisk gass og høye priser, gitt en betydelig nedgang i industriforbruket siden starten av 2022. Samlet sett er ikke kraftforbruket i Europa tilbake på tidligere nivåer.

Med krigen i Midtøsten og stengningen av Hormuzstredet har verdensmarkedet for LNG og olje fått et nytt sjokk på tilbudssiden med tilhørende høye priser. Dette forsterker politiske mål og tiltak om å fortsette overgangen fra importert til egenprodusert energi.

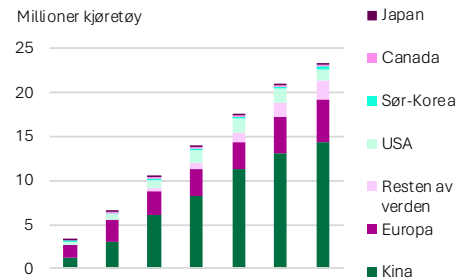
Utvikling i europeisk produksjonsmiks siste ti år



Utvikling i CO₂-utslippsintensitet i kraftsektor i ulike regioner



Utvikling i globale elbilsalg



Kilde: BNEF, Electric Vehicle Outlook 2026

Utviklingen drives av behov, økonomi, teknologi og politikk

Det er bred konsensus om at Europas samlede energibruk vil være stabil eller gå ned. Lav befolkningsvekst, en mer tjenestebasert økonomi og mer effektiv energibruk er hovedårsakene til dette. Det er samtidig enighet om at kraftforbruket vil øke, drevet av elektrifisering og datasentre. Nedgang i industriaktiviteten kan dempe veksten.

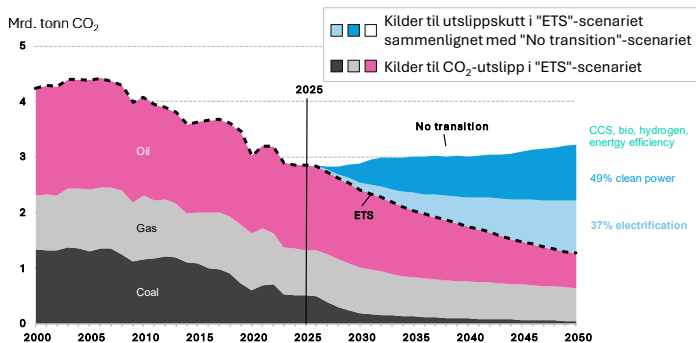
Teknologikostnader og økonomi styrer mye av markedsutviklingen. Eksempelvis er konkurransedyktige kostnader hovedårsaken til at det bygges så mye sol- og vindkraft. Tilsvarende er stadig lavere kostnader en vesentlig årsak til økt salg av elbiler. Med Economic Transition Scenario (ETS) og Current Policy Scenario (CPS) viser Bloomberg og IEA hvordan energisystemet vil kunne utvikle seg basert på minimering av kostnader og uten ny politikk. Globalt gir dette mye sol- og vindkraft, mindre kullkraft, utstrakt elektrifisering av veitransport og at de totale utslippene holder seg eller går ned. I Europa viser scenarioene en enda sterkere omlegging.

Politiske mål og tiltak har en sterk påvirkning på kraftsektoren. EU har implementert en rekke virkemidler for å nå målet om 55 % reduksjon i klimagassutslippene til 2030. Og videre til 2040 har EU vedtatt et mål om 90 % utslippskutt. Dette gjør at utbyggingen av utslippsfri kraftproduksjon og elektrifisering går mye raskere enn det ellers ville gjort.

Så har vi nå krig i Ukraina, økt geopolitisk rivalisering, vilkårlige tollmurer, en mye sterkere industriell konkurranse fra Kina og i år også en langvarig stengning av Hormuzstredet. I sum har dette bidratt til at hensynet til energiuavhengighet, sikkerhet og lave nok energikostnader for industri og husholdninger vektlegges enda sterkere politisk enn før.

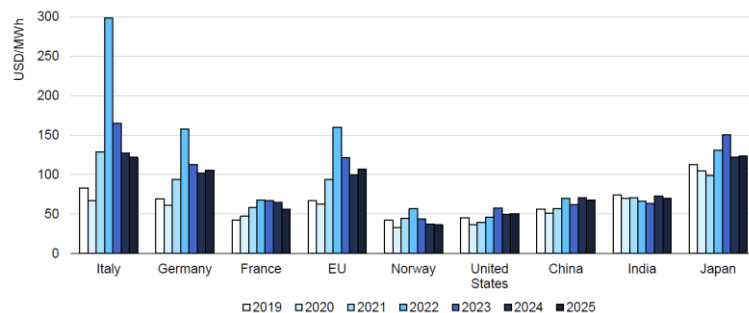
Politiske mål om klima og energiuavhengighet kan i en viss grad forsvare økte kostnader. Det er imidlertid grenser for hvor mye man kan øke kostnadene. Over tid vil det derfor være en tilpasning av politikken til kostnadene. Samtidig vil kostnadene påvirkes av politikken.

Scenarier for europeisk utvikling



Kilde: BNEF – New Energy Outlook - Europe, 2026

Europeisk industri har høyere energipriser enn Kina og USA



Kilde: IEA – Electricity, 2026

Sikkerhet og konkurransekraft forsterker mye av omstillingen

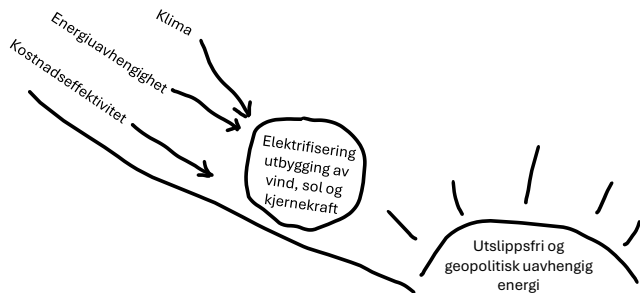
Det økte hensynet til sikkerhet og konkurransekraft vil i stor grad lede til de samme tiltakene som allerede er på vei drevet av klima og bærekraft. Dette gir en kraftig forsterkende effekt på utbyggingen av sol- og vindkraft, mye av elektrifiseringen og trolig også for utbygging av kjernekraft. Alt dette vil både redusere importen av fossil energi, gi lavere utslipp og redusere kraftprisene. Og så lenge tiltakene er rimelig kostnadseffektive samlet sett vil den politiske støtten trolig bli videreført og forsterket. I sum utgjør dette hoveddelen av energiomstillingen.

Motsetningene oppstår i større grad der umoden teknologi inntil videre gir høye ekstrakostnader ved å kutte utslipp og bli mer energiuavhengig. Dette gjelder særlig for tiltak som har med hydrogen å gjøre. Da EU utarbeidet og vedtok Green Deal i 2020-21 viste mange prognoser at utslippsfritt hydrogen raskt kom til å bli billig nok til å kunne produseres i

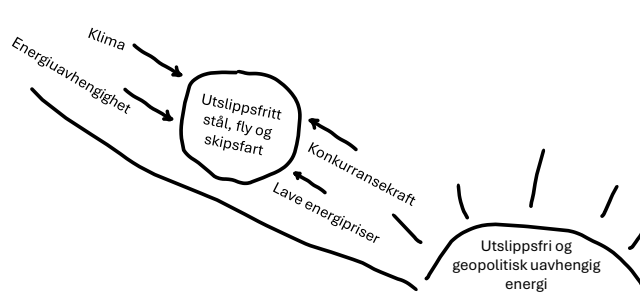
stor skala. Dermed så det ut til å kunne bli en vinn-vinn situasjon også her – med økt konkurransekraft, mer energiuavhengighet og samtidig utslipp helt ned mot null. Så har det vist seg at kostnadene med hydrogen er mye høyere enn man trodde. Av hensyn til konkurransekraft og kostnader er derfor EU i ferd med å myke opp mål og krav i denne delen av omstillingen, som blant annet omfatter skipsfart, flytransport og i deler av industrien. Et av tiltakene er å innføre lettelsers i kvotemarkedet.

Både EU og UK bruker store summer på å støtte hydrogen, CCS og andre umodne teknologier – for å bidra til teknologiutvikling og lavere kostnader. Men som følge av at dette nå i beste fall ser ut til å ta lang tid, blir denne siste delen av energiomstillingen i praksis skjøvet ut i tid. Dette viser at det over tid vil være en sammenheng mellom kostnader og politiske mål.

Forsterkende effekt når flere mål gir samme tiltak



Bremsende effekt når ulike hensyn veies mot hverandre



Myndigheter styrer utviklingen – sammen med markedet

De fleste europeiske land legger i økende grad til grunn at markedet alene ikke vil gi en rask nok utvikling mot målene om energiuavhengighet, lave utslipp og billigere energi. Dette gjelder også på områder med konkurransedyktige kostnader slik tilfellet er for fornybar og batterier. Kombinasjonen av store investeringer og lave driftskostnader reduserer kraftprisene og dermed inntjeningen. Myndighetene velger derfor å styre utviklingen for å nå sine mål.

Dette skjer blant annet gjennom krav til utslipp for ulike forbrukere, støtte til omstilling, bruk av kvotemarkedet og ikke minst ved at myndighetene auksjonerer ut økonomisk støtte til utbygging av både vind, solkraft, batterier og effekt. Beregninger av hva som er mest kostnadseffektivt samlet sett er ofte styrende. Samtidig tilpasses prisene og kostnadene som betales av ulike forbrukergrupper til betalingsevnen.

I Tyskland er landets klimamål om netto null-utslipp innen 2045 lovfestet. Loven fastsetter årlige karbon-budsjetter til 2030, som følges opp av et ekspertråd for klimaendringer som annethvert år anbefaler tiltak som sikrer at klimamålene nås. Regjeringen er da pålagt å iverksette korrigerende tiltak for å sikre samsvar med de totale utslippsbudsjettene. Samtidig har myndighetene mål om å opprettholde industrien og sikre lavere energikostnader over tid. For å nå dette bruker Tyskland omfattende auksjonsordninger for ny fornybar kraftproduksjon, i tillegg til en lang rekke andre tiltak.

UK er et annet eksempel der myndighetene over tid har etablert flere mekanismer for å styre utviklingen av hele energisektoren. En av disse er det uavhengige fagorganet Climate Change Committee (CCC). Det gir regelmessig råd og anbefalinger til regjeringen og parlamentet om tiltak for å nå mål om utslipp og energiuavhengighet fram mot 2050.

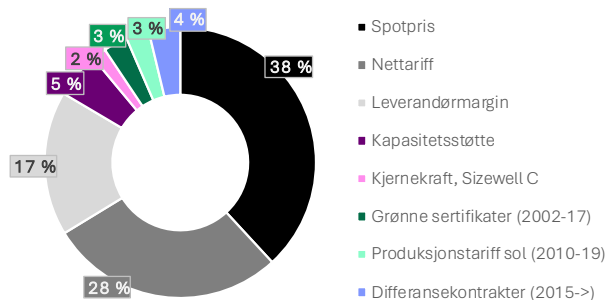
UK har i dag et mål om å ha en tilnærmet utslippsfri kraftsektor allerede innen 2030. I tillegg er målet å ha en samlet utslippsreduksjon på 81 % for hele økonomien til 2035, sammenlignet med 1990. For å sikre oppnåelse av disse mer kortsiktige målene etablerte UK i 2024 Mission Control som del av energidepartementet, for å sette fart på prosjekter, fjerne barrierer, og koordinere på tvers av industrien, National Grid, NESO, Ofgem og myndigheter. Mission Control bidrar også til at sluttbrukernes energipriser holdes nede. I tillegg arbeider Mission Control for økt energilagring og fleksibilitet for å redusere systemdriftskostnadene.

Regulatoren Ofgem har fått et oppdatert mandat med mål om netto null utslipp som en del av beslutningsgrunnlaget. I 2024 ble NESO (tidligere National Grid ESO) etablert som uavhengig systemoperatør, med et ansvar for helhetlig planlegging, energisikkerhet og markedsutvikling.

Myndigheter støtter utbygging – gir regningen til forbrukerne

For å sikre rask energiuavhengighet og utslippsfri kraftsektor gir mange europeiske land økonomisk støtte til ny kraftutbygging. Historisk er støtten gitt som enten grønne sertifikater med en premium per produserte kWh, eller som produksjonstariffer med en garantert pris per kWh. Disse ordningene er nå stort sett avsluttet, men støtten betales fortsatt til kvalifiserte kraftverk. De senere årene har støtten primært blitt gitt som tosidige differansekontrakter der produsenten får støtte når kraftprisen er under et avtalt nivå, og betaler tilbake når kraftprisen er over. EUs nye retningslinjer legger også opp til at fremtidig støtte skal gis som tosidige differansekontrakter gjennom auksjoner, som sikrer at støttenivået blir lavest mulig og begrenser overprofitt. Nivået på støtten er usikkert, og avhenger av hva kraftprisene blir fremover. Deler av støtten er også risikoavlastning som reduserer avkastningskravet til utbyggeren.

Nedbrytning av strømregning i UK, estimat* for 2026



Finansieringen av støtten varierer mellom land, men dekkes enten via påslag på strømregningen, eller over offentlige budsjetter med skatteinntekter og inntekter fra karbonprising.

UK finansierer støtte til ny produksjon og fleksibilitet gjennom strømregningen. Myndighetene opptre som et mellomledd med mål om å sikre et samlet kostnadseffektivt energi- og kraftsystem. I år estimeres støtten å utgjøre rundt seksten prosent av strømregningen, mens tosidige differansekontrakter som er primær støtteform nå utgjør rundt fire prosent av regningen. I både 2022 og 2023 fikk forbrukerne tilbake penger fra differansekontraktene da strømprisene var høyere enn kontraktsprisen. Fremover forventes utbetalingene til de utfasede støtteordningene å falle, mens støtten til differansekontraktene øker med nye prosjekter.

Tyskland finansierte frem til 2022 støtten til ny produksjon gjennom strømregningen, men flyttet da kostnaden til staten som bidrag til å redusere strømregningen til befolkning og industri. På det høyeste utgjorde støtten opp mot 20% av totalregningen eller opp mot 70 øre/kWh. Nå finansieres støtten primært med inntekter fra karbonskattlegging og gjennom skatteseddel. Støtten finansieres dermed fortsatt av skattebetalerne, men ikke lenger gjennom et eksplisitt påslag på strømregningen.

Etter hvert som strømprisene forventes å falle drevet av økt fornybarproduksjon og lavere driftskostnader i systemet, vil myndighetene kunne velge om de vil finansiere støtteordninger gjennom påslag på strømregningen eller via offentlige budsjetter.

Kvotemarkedet tilpasses for å unngå for høye priser og kostnader

Kvotemarkedet (ETS) er et sentralt virkemiddel for å redusere CO₂-utslipp og sikre økt grad av energiuavhengighet. Karbonprisen hever kraftprisene og bidrar til at det blir mer lønnsomt å bygge ut fornybar, kjernekraft, batterier og annen fleksibilitet. I tillegg brukes inntektene fra kvotesalget til å gi økonomisk støtte til de samme investeringene – og til andre tiltak i den store energiomstillingen.

Kvotepriksen representerer en forventet restkostnad per tonn CO₂ for å nå utslippsmålene – fratrasket effekten av subsidier og andre virkemidler. Usikkerhet om kostnadene ved framtidige utslippskutt, utslippsmål og bruk av andre virkemidler, gir et stort utfallsrom for kvotepriksen ut i tid.

EU-landene har vedtatt et mål om 90 % utslippsreduksjon til 2040. Utfordringen er at så store utslippskutt krever mye hydrogen og CCS, og at dette blir for dyrt for mye av industrien. EU er derfor i ferd med å revidere kvotemarkedet. Hensikten er å bedre balansere målet om utslippskutt

og energiuavhengighet opp mot behovene for å bevare industriens konkurransevne og holde energiprisene lave.

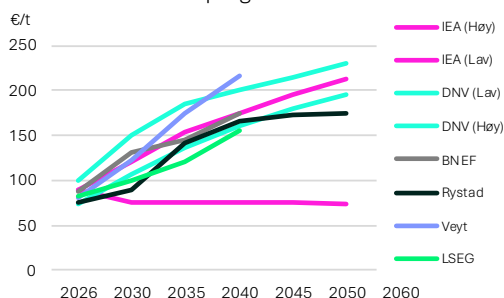
EU-kommisjonens forslag innebærer at antallet nye kvoter reduseres saktere og at det blir mulig å kjøpe en viss mengde utslippskreditter fra land utenfor Europa. Ordningen med gratiskvoter for industrien blir samtidig videreført lengre enn tidligere planlagt. Kommisjonen foreslår også strengere krav om å bruke inntektene fra kvotesalg til å subsidiere omstillingen. Samlet innebærer forslaget lettelse og en mer styrt utvikling for å holde CO₂-prisen nede. Samtidig ligger målene om utslippskutt og energiuavhengighet fast og det er nå avklart at kvotemarkedet blir videreført. Men prisene vil trolig ikke øke like mye som de lå an til tidligere.

På bakgrunn av EUs revisjon har vi i årets analyse redusert CO₂-prisen i alle våre tre hovedscenarier for den europeiske markedsutviklingen.

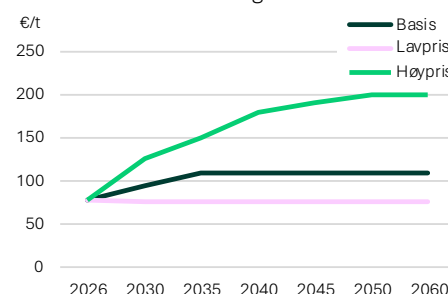
Prisutviklingen av EU-ETS siste ti år



Eksterne prognoser for EU-ETS



Våre forutsetninger for EU-ETS



Krig gir høy gasspris nå - ny LNG gir lavere priser utover i tid

Russlands krig mot Ukraina ga i 2022 bortfall av store mengder russisk rørgass til det europeiske markedet. Dette ga knapphet på gass og dermed ekstremt høye gasspriser, redusert forbruk og mye mer import av LNG til Europa. I årene etterpå har investeringer gitt mye ny global LNG produksjonskapasitet, blant annet i Qatar. Frem til februar 2026 var derfor gassprisene i Europa på god vei til å normalisere seg på et relativt lavt nivå rundt kostnaden for produksjon og frakt av LNG.

I slutten av februar startet USA og Isreal et angrep mot Iran. Dermed ble Hormuzstredet stengt og med dette ble mye av den globale LNG produksjonen avskåret fra markedet. Resultatet har blitt en ny runde med knapphet og priser langt over de grunnleggende produksjonskostnadene.

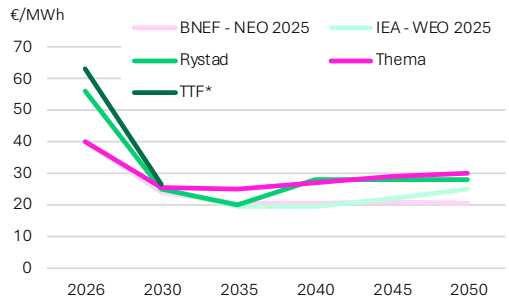
Det er stor usikkerhet om hvor lenge krigen med Iran vil vare. I første omgang ser det ut til å bli en viss grad av global knapphet vinteren 2027. Prisene på gass i Europa har derfor steget til rundt 75 €/MWh.

Det er bred enighet om at gassprisene vil gå mye ned i løpet av relativt kort tid hvis det åpnes for fri ferdsel inn og ut av Persiabukta. Og i markedet er det priset inn at dette skjer innen 2028. Det er samtidig mulig at konflikten vedvarer. Hvis dette skjer vil prisene være høye lenger. Økt tilbud fra andre leverandører og en enda raskere overgang til andre energikilder vil imidlertid uansett lette balansen og dempe gassprisene utover i tid.

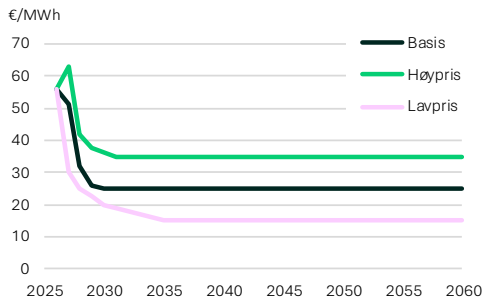
Utover på 2030-tallet viser eksterne prognoser at gassprisene vil ligge rundt produksjonskostnadene. Usikkerheten er da mer knyttet til hvorvidt det er behov for mange store nye LNG-utbygginger eller om avtagende forbruk kan gi et visst prispress ned. I våre markedsscenarioer gir dette et utfallsrom mellom 15 og 35 €/MWh fra 2035 og ut analyseperioden.

Utfasingen av kullkraft gjør at kullprisen vil ha liten påvirkning på kraftprisen i Europa etter 2035. Figuren under viser hva vi forutsetter i scenarioene våre om kullprisen.

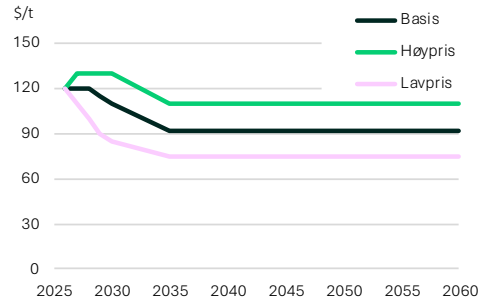
Eksterne prognoser for gasspris TTF



Gasspris TTF i våre scenarioer



Kullpris API2 i våre scenarioer



*TTF er linearisert fra front month november 2026 frem til årskontrakt 2030.



Elektrifisering gir økt europeisk kraftforbruk

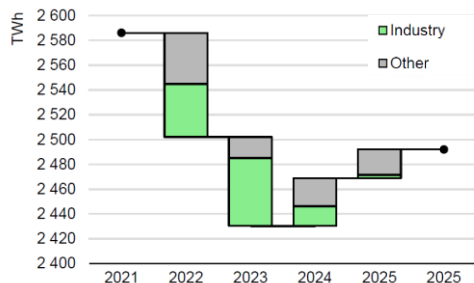
De siste årene har det vært en nedgang i det europeiske kraftforbruket. Dette skyldes i hovedsak redusert aktivitet i industrien i forbindelse med energikrisen i 2022 og tilhørende høye energipriser. I 2024 snudde trenden til en svak oppgang (IEA).

Videre framover viser de fleste eksterne prognoser at forbruket vil øke, drevet av elektrifisering og datasentre. En av de sikreste driverne for forbruksveksten er den pågående elektrifiseringen av veitransporten. Bedre batteriteknologi og mer konkurransedyktige kostnader gjør at elbilsalget øker kraftig. Videre til 2030, 2040 og 2050 viser de fleste analyser at veksten fortsetter mot en full overgang til elektriske kjøretøy. Dette gjelder også for godstransporten, selv om det tar lengre tid. I sum utgjør dette mellom 800 og 1000 TWh vekst i kraftforbruket til 2050-60.

Elektrifisering av fossil energibruk i bygninger og varmesektoren er et annet område som med høy grad av sikkerhet vil gi vekst i kraftforbruket. Dette er både kostnadseffektivt og viktig for å bli mer energiuavhengig og nå klimamål. Teknologisk utvikling bidrar også til at stadig mer av industriens behov for høytemperatur varme kan elektrifiseres direkte. Samtidig er det mange praktiske forhold som holder omstillingstempoet tilbake. En av disse er at det er lavere skatter og avgifter i mange land på direkte bruk av gass enn elektrisitet.

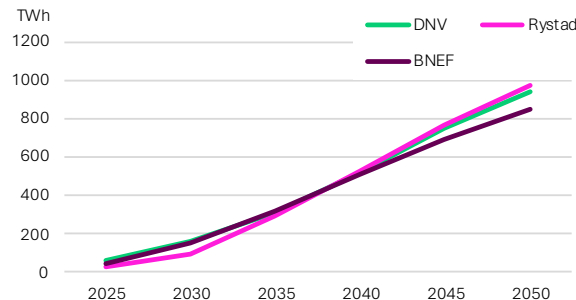
Før sommeren publiserte EU kommisjonen en ny plan for raskere elektrifisering, og sammen med ulike nasjonale tiltak og bedre teknologi gir dette trolig raskere framgang. Likevel vil elektrifiseringen samlet sett ta lang tid og det er konsensus om at den ikke vil være fullført innen 2050.

Utviklingen i kraftforbruket i EU, 2021-2025



Kilde: IEA – Electricity, 2026

Utvikling kraftforbruk fra europeisk veitransport



Industri, datasentre og hydrogen gir stort utfallsrom for veksten

Datasentre er et område som med stor grad av sikkerhet vil bidra til økt kraftforbruk. Forbruket er nær femdoblet siste ti år til 450 TWh globalt, både drevet av mer skylagring og framveksten av KI. Videre framover viser eksterne analyser en mulig stor vekst. Her er det imidlertid også mye usikkerhet både knyttet til lønnsomheten av datasentre for KI og teknologiutviklingen innen KI. Veksten kan derfor bli mindre enn skissert.

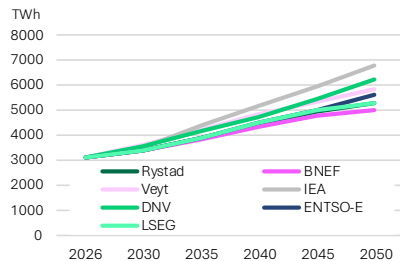
Elektrifisering vil i utgangspunktet øke kraftforbruket i industrien. Den europeiske industrien står imidlertid overfor store utfordringer knyttet til økt konkurranse, tollmurer og høye energikostnader. Høye kostnader knyttet til grønt hydrogen bidrar samtidig til å bremse deler av omstillingen i industrien.

Både EU og medlemslandene enkeltvis gjør nå flere tiltak* for å øke veksten og konkurranseevnen. Det er imidlertid usikkert i hvilken grad dette lykkes, og i sum er utviklingen av industriforbruket usikkert.

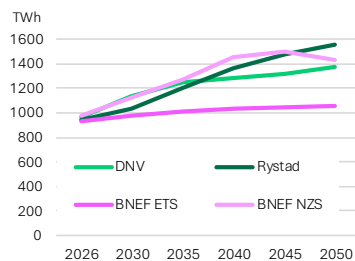
Hydrogen er sentralt for å kutte utslipp innen produksjon av stål og gjødsel, og i flytrafikk og skipsfart. Dette kan øke kraftforbruket mye, men med vesentlig høyere kostnader enn ventet vil en slik vekst være avhengig av at teknologien blir billig nok på sikt. Dette kan skje, men vil uansett ta lang tid og er høyst usikkert.

Samlet viser eksterne kilder et betydelig utfallsrom for veksten i kraftforbruket. Noen viser at det kan bli en dobling, andre viser at det kan bli ned mot 60 % vekst fra i dag til 2050/60.

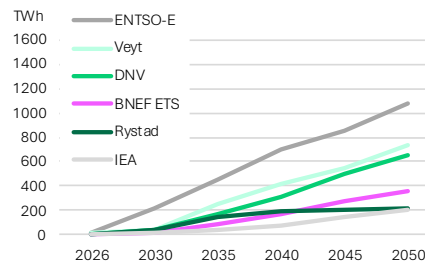
Prognoser for europeisk kraftforbruk



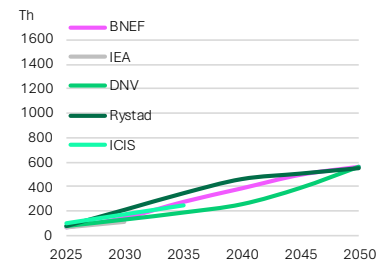
Prognoser for europeisk kraftforbruk fra industri



Prognoser for europeisk kraftforbruk fra elektrolyse



Prognoser for europeisk kraftforbruk fra datasentre



Grønt hydrogen - høye kostnader og lavere vekst enn ventet

Mange analyseselskaper, utviklere og leverandører har undervurdert kostnadene for elektrolyseanlegg og hydrogenlagring. Dette gjelder også i Statnetts tidligere analyser. Eksterne prognoser viser nå høyere kostnader og lavere produksjonsvolum enn tidligere anslag. Dette påvirker utformingen av politiske mål, krav og støtteordninger. Eksempelvis er volummål for lavkarbon hydrogen nedjustert i EUS nye RED IV direktiv.

Anleggene som var bygget inntil for få år siden var små "prototyper". Kombinert med strenge sikkerhetskrav og ulike utfordringer knyttet til resten av verdikjeden inkludert lagring og transport, har det vist seg vanskelig å skalere opp og komme til full kommersialisering. I sum ligger derfor "masseproduksjon" og store læringseffekter lengre ut i tid.

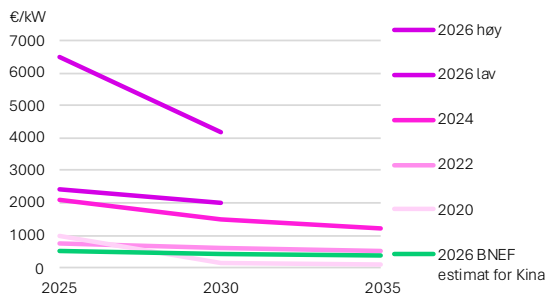
Høyere kostnader for hydrogen enn tidligere forventet innebærer at det vil ta lengre tid å gå over til utslippsfri energi innen skipsfart, flytrafikk, og i

produksjonen av stål og gjødsel. Det gjør også at kraftsektoren mister det som så ut til å kunne bli en reell mulighet for storskala sesongfleksibilitet.

Med et kraftsystem der det meste av energien hentes fra sol- og vindkraft er det et stort behov for storskala fleksibilitet. Med tidligere prognoser om både lave kostnader for elektrolyseanlegg og lagring, beregnet både vi og andre at produksjonen av hydrogen kunne konsentreres til periodene med mye- sol og vindkraft og dermed gi mye fleksibilitet. Og selv om vi tidligere har understreket usikkerheten, har fleksibel produksjon av hydrogen vært en viktig del av den langsiktige prisdannelsen i våre analyser.

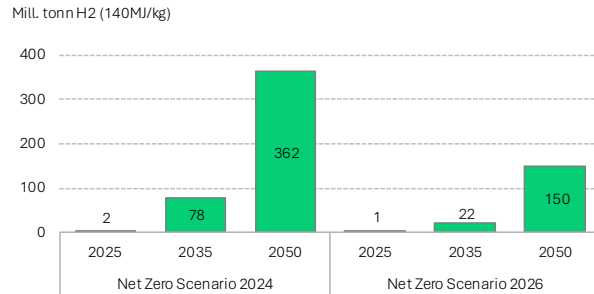
Når høye kostnader nå både gir mindre volum og at anleggene bygges for jevn kjøring med lite fleksibilitet, innebærer dette en stor endring i to av våre markedsscenarier. Det er fortsatt en mulighet for at det kommer fleksibel hydrogenproduksjon, men dette er nå mindre sannsynlig.

Prognoser* fra 2020 til 2026 for utvikling i investeringskostnad for "turn key"-elektrolyseanlegg



*Prognosene er fra KMA/LMA 2020-2026 og er basert på konsensus blant eksterne kilder.

Eksempel fra BNEF på nedjustering av forventet produksjonsvolum fra elektrolyse globalt



Kilde: BNEF - New Energy Outlook, 2026

Det er bred enighet om at utbyggingen av fornybar fortsetter

Det er konsensus i alle eksterne rapporter og planer om at utbyggingen av sol- og vindkraft fortsetter i Europa. Konkurransedyktige kostnader og politiske mål om energiuavhengighet og lavere utslipp driver utviklingen. Spørsmålet er bare hvor rask og stor veksten blir.

I første omgang erstatter veksten det meste av produksjonen fra kull- og gasskraft. Gasskraft vil fortsatt brukes når det er lite sol og vind, men produksjonen reduseres. Kraftsektoren i Europa blir dermed tilnærmet utslippsfri innen få år. I IEAs siste rapport om kraftsektoren vil fornybar og kjernekraft utgjøre rundt 85 % av den samlede produksjonen i EU allerede i 2030. Og i land som UK er målet å ha 95 % utslippsfri produksjon i 2030.

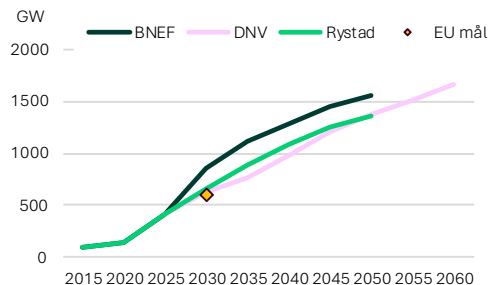
Allerede i dag faller prisene ned mot null i timer med mye vind og sol, og de neste årene vil dette skje i stadig økende grad. Og selv om det blir høy vekst i batterier og til dels i forbruket, vil det trolig ikke forhindre at det blir

lav lønnsomhet av å bygge ut mer fornybar basert på markedet alene. En myndighetsstyrt utbygging med CfD-kontrakter er derfor sentralt for veksten. Samtidig må EU og nasjonale myndigheter tilpasse utbyggingen til forbruksveksten. Og ut i tid kan lav lønnsomhet bremse veksten.

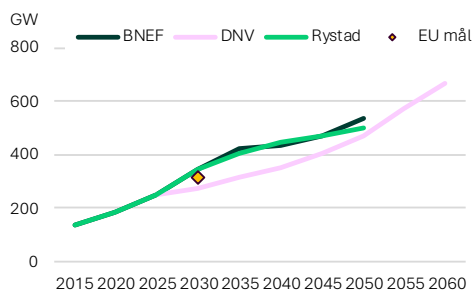
For solkraft viser de fleste eksterne rapporter en årlig utbygging på 60-70 GW til 2035 samlet i EU og UK. Mye av dette bygges ut med batterier. Utbyggingen av landvind er mer begrenset av regulatoriske forhold og arealer. Dette er nå myket opp i flere land, og det ligger an til ca. 30 GW årlig med ny landvind i Europa til 2030. Mye av dette kommer i Tyskland.

Det forventes 80-120 GW ny havvind i Europa mot 2035. (~37 GW per 2025). Trenden de siste par årene med flere feilede auksjoner ser ut til å ha snudd, blant annet som følge av forbedringer i støtteordningene.

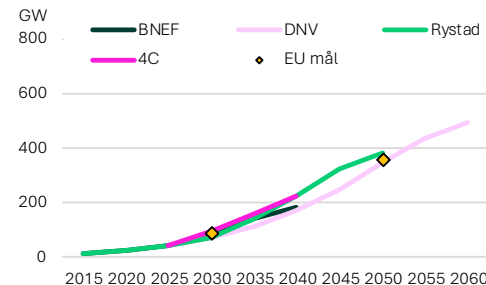
Installert effekt solkraft i Europa



Installert effekt landvind i Europa



Installert effekt havvind i Europa



Høyere renter har redusert lønnsomheten til nye investeringer

Finansieringskostnaden til nye investeringer har økt betydelig de siste årene. Dette påvirker lønnsomheten til investeringer i ny kraft- og energiproduksjon negativt og øker støttebehovet. Forbrukssiden påvirkes også negativt ved at investeringer i elektrifisering av transport, industri og hydrogen blir mindre lønnsomt og i flere tilfeller utsatt eller kansellert.

Finansieringskostnaden er det vektete snittet av egenkapital- og gjeldskostnaden brukt til å finansiere en investering. Disse er fundert i den risikofrie renten som reflekterer styringsrenten i landet man opererer i. Styringsrenten har økt fra 0 % i 2020, til opp mot 5 % i 2023, før den nå er 2,5 % i EU 3,75 % i UK og 4,5 % i Norge, og stigende i flere markeder.

Investorer er likevel mest opptatt av markedets forventning til langsiktig styringsrente. Hvis en investor eller bank binder opp penger i 20 år, er hva styringsrenten vil være i snitt neste 20 år den reelle pengekostnaden.

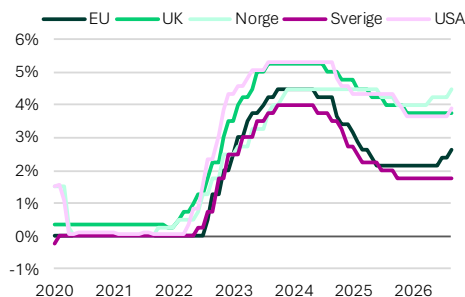
Som grafen under viser er den langsiktige forventningen nå omtrent 1 %-poeng høyere enn dagens styringsrentenivå.

Finansieringskostnaden justeres også for teknologirisiko, der eksempelvis mer umodne teknologier og teknologier med mindre sikker inntekt får høyere avkastningskrav.

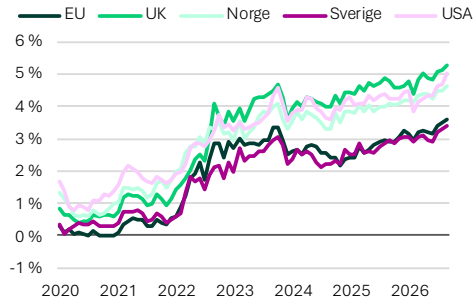
Finansieringskostnaden er en viktig driver for at det har blitt dyrere å bygge ut ny kraftproduksjon etter pandemien. Sammen med utviklingen i teknologikostnader bestemmer den om LCOEen* øker eller synker. Mens en teknologi som sol har hatt så stort teknologikostandsfall at LCOEen har gått ned, har eksempelvis LCOEen til havvind gått mye opp da både finansierings- og teknologikostnadene har økt.

Det er vanskelig å spå utviklingen i finansieringskostnader, men markedet forventer nå fortsatt høyt rentenivå også langt frem i tid.

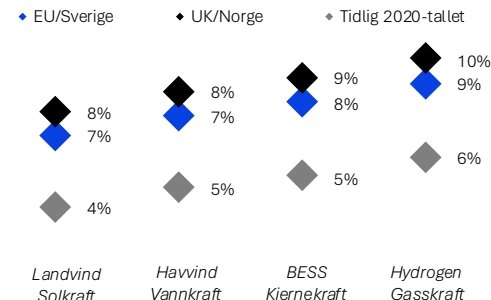
Styringsrente per land, 2020-26



Langsiktig (20 år) forventning til styringsrenten, 2020-26



Estimat på avkastningskrav per teknologi, 2025 mot 2020



*LCOE (Levelized cost of energy) angir gjennomsnittlig kostnad per produserte MWh for ulike teknologier gjennom levetiden.

Det ligger an til reduserte teknologikostnader for sol- og vindkraft

Solkraft er en moden teknologi med kraftig fall i teknologikostnader de siste 10 årene. Særlig billigere moduler, sammen med overkapasitet fra kinesiske fabrikker, har drevet kostnadsutviklingen nedover. Kina står for om lag 90 % av den globale solkraftverdikjeden. Fremover forventes kostnadsreduksjoner å komme mer gjennom billigere prosjektering og tillatelser – og ikke like mye fra teknologiforbedringer.

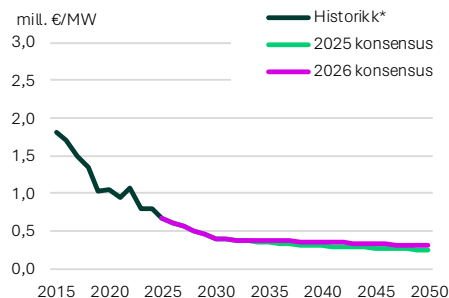
Med unntak av en periode rundt 2020 der råvareinflasjon gav midlertidig økte teknologikostnader, har landvind hatt fallende kostnader drevet av større turbiner og modning av leverandørkjeden. Fremover forventes moderate kostnadsreduksjoner, som følge av fortsatt økende turbinstørrelser og mer beskjedne skaleringsgevinster.

Havvind har økt teknologikostnadene omtrent 20 % fra 2020 drevet av dyrere komponenter, presset leverandørindustri, og prosjekter som bygges lenger fra land og på større dyp. Kostnadene år for år er veldig

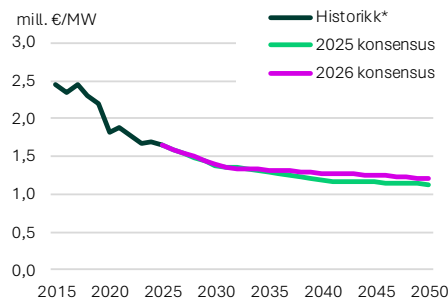
prosjektavhengige da relativt få parker idriftsettes årlig. Konsensus hos kilder som følger havvindmarkedet er at teknologikostnadene fremover vil falle drevet av skala og bedre kapasitet hos leverandørene. Fallet skjer på tross av at nye prosjekter bygges stadig lengre fra land og på større dyp. Kostnadene varierer også stort mellom regioner. Nordsjøen regnes som verdens beste område for havvind, og land som Danmark, Tyskland og Nederland med grunt farvann forventes å kunne bygge billig havvind i mange år fremover. Et eksempel på dette er den siste havvindsauksjonen i Danmark der vinnerne vant en tosidig differansekontrakt med bud på 67 og 73 EUR/MWh.

Teknologikostnadene er bare en del av de samlede LCOE kostnadene for ny kraftproduksjon. Finansieringskostnadene er like viktige. For havvind, der de totale kostnadene har økt med ca. 40 % siste årene, utgjør teknologikostnadene og finansieringskostnadene 20% hver av økningen.

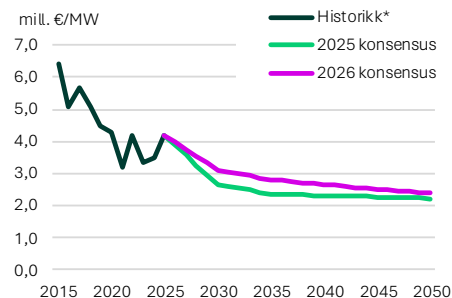
Teknologikostnad solkraft



Teknologikostnad landvind



Teknologikostnad havvind



*Kilde: IRENA - renewable power generation costs 2026.

LCOE-kostnadene forventes å falle, men utfallsrommet er stort

LCOE angir gjennomsnittlig kostnad per produserte MWh for ulike teknologier gjennom levetiden. Den tar inn både finansieringskostnader, teknologikostnader, driftskostnader, og forventet produksjon. Tallet angir hvilken kraftpris kraftverket trenger i snitt for å nå økonomisk lønnsomhet.

Kraftverkets oppnådde kraftpris bestemmes av kraftprisen i timene det produserer. For sol- og vindkraftverk er dette i timer med sol og vind ettersom energien ikke kan spares. Den variable driftskostnaden er også lav siden energiresursen er gratis og ikke kan spares. Derfor vil sol- og vindkraftproduksjon bidra til å presse kraftprisen ned og oppnådd kraftpris vil bli lavere enn kraftsystemets gjennomsnittspris.

For å få en indikasjon på lønnsomheten av ulike typer kraftverk kan LCOE sammenlignes med oppnådd kraftpris for den enkelte teknologien.

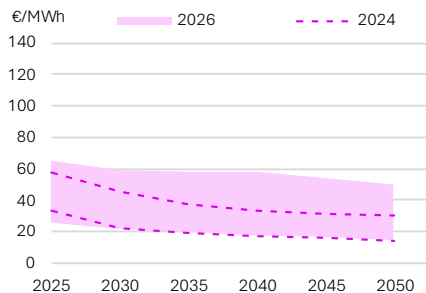
For solkraft har det vært kraftig fallende teknologikostnader siste to årene, og LCOE har gått ned selv om finansieringskostnadene har økt.

På sikt har utfallsrommet noe høyere oppside enn i forrige LMA, avhengig av land. Solkraft har ofte lavest oppnådd kraftpris da produksjonen er veldig konsentrert til dagtid sommerhalvåret, som begrenser lønnsomheten ved store volum. Solkraft bygges nå ofte sammen med batterier som øker den samlede LCOE-kostnaden, men siden oppnådd pris også øker mye vil det i sum kunne bedre lønnsomheten.

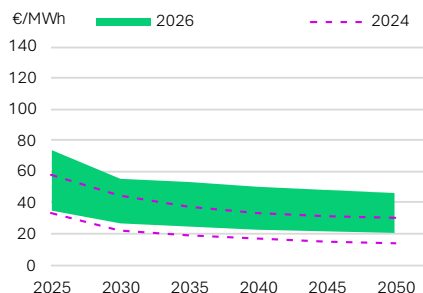
Landvind har hatt en nokså stabil teknologikostnadsutvikling siden forrige LMA, men høyere finansieringskostnader drar opp utfallsrommet på LCOE i hele perioden. Landvind er konkurransedyktig med sol, og produserer mer i vinterhalvåret og på natten som øker oppnådd kraftpris mot sol.

Havvind har opplevd både økte teknologi- og finansieringskostnader og LCOE er noe opp fra forrige LMA. Samtidig har havvind høyere produksjon enn landvind og sol og dermed høyere oppnådd kraftpris, som bidrar til at havvind kan konkurrere mot solkraft og landvind i flere markeder.

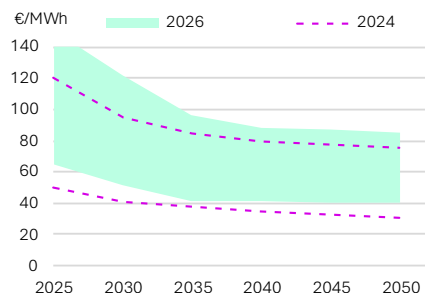
LCOE solkraft



LCOE landvind



LCOE havvind



Batterier fortsetter å overraske – billigere, bedre, lengre

Kostnadsfallet og volumveksten for stasjonære batterier har vært høyere enn antatt i tidligere eksterne prognoser. De neste fem årene tilsier oppdaterte prognoser en ytterligere kostnadsreduksjon på 50 % og ca. tredobling av det utbygde volumet målt i energi. I 2026 vil det være ca. 140 GWh eller 65 GW totalt installert batterikapasitet i Europa, inkludert batterier som står bak måleren i bygg.

Batteriutviklingen drives av Kina som har en dominerende posisjon i hele verdikjeden fra forskning, utvinning og raffinering av metaller, til produksjonskapasitet av ferdige batteripakker. Disse leveres i standard kontainere og gjør det enkelt og fleksibelt å transportere og installere.

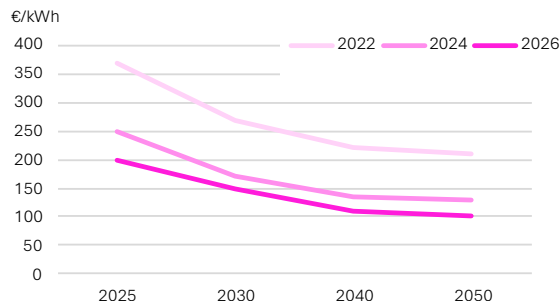
Europa og USA investerer nå betydelig i egen produksjon både for å holde tritt med etterspørselen, men også for å bli mer uavhengige av Kina.

Inntektssiden til batterier var før drevet av balansetjenester. Siden dette er et lite marked kommer inntektene stadig mer fra prisvariasjonene i intradag- og spotmarkedet. I tillegg realiseres nå solkraftprosjekter som regel med samlokalisering av batterier for å øke oppnådd kraftpris.

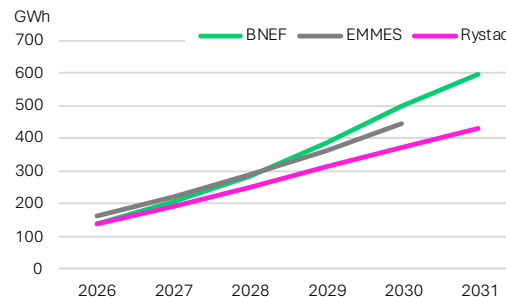
Den massive etterspørselen driver teknologiutviklingen fremover, øker energitettheten og senker kostnadene. Både for dagens litumbatterier, og på sikt erstatning av andre og nye batterityper som tåler flere sykluser, drives kostnadene ytterligere ned.

I sum blir batteriene, både målt i effekt og energi, stadig mer viktig for prisdannelsen i kraftmarkedet. Det samlede energilagringsvolumet i batteriene vil imidlertid forbli altfor lavt til å kunne gi noe vesentlig bidrag til det økende behovet for sesonglagring.

Prognose for batteriteknologikostnader*



Utvikling i batterikapasitet i Europa målt i energi **



*Prognosene er basert på konsensus blant eksterne kilder.

**Det er noen ulikheter mellom kildene i antakelsen om varigheten (duration), mens effekten (GW) er omtrent lik.

Kjernekraftsatsning gir trolig svak vekst i sum før 2050

Kjernekraft utgjør i EU dag ca. 23 % av samlet kraftproduksjon. Flere land satser nå sterkere på kjernekraft, drevet av mål om økt energi-uavhengighet, lavere utslipp og et ønske om å bruke mindre areal på fornybar. I noen land er også samspillet mellom sivil og militær kjernekraft en viktig faktor. Frankrike leder an, men også mange andre land planlegger nye reaktorer. EU har nå en mer positiv holdning til kjernekraft.

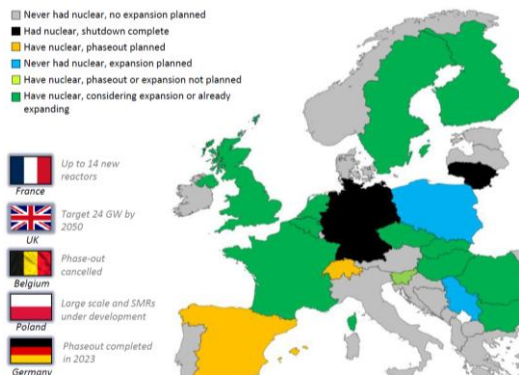
Kostnader for nye reaktorer i Vesten er høye og usikre, mye på grunn av store tidsforsinkelser og endringer underveis. Kapitalkostnader utgjør typisk 65-85 % av LCOE, og forsinkelser i bygging svekker lønnsomheten. Framtidige kostnader for ny kjernekraft er usikre. Analyse miljøer og leverandører har ofte undervurdert kostnadene, og oppdaterte eksterne prognoser har kostnader som er langt lavere enn nylig idriftsatte anlegg.

Det er store forventninger til at små, modulære reaktorer (SMR) skal bidra til å redusere risiko for kostnads- og tidsoverskridelser. Samtidig har SMR-er utfordringer som må løses, og en omfattende utbygging vil trolig ikke kunne bidra til vesentlig volum i Europa før etter 2040.

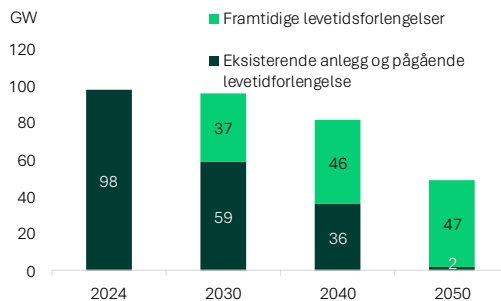
Levetidsforlengelser av eksisterende anlegg er sentralt for å bevare kjernekraften i Europa. Høye avviklingskostnader og lavere kostnader enn nybygg er med på å holde anleggene i gang lenger, til både 60 og 80 år.

Det vil kreve store investeringer å opprettholde kjernekraftproduksjonen i på dagens nivå. Det er lite pågående vestlig nybyggaktivitet, og det vil ta tid å bygge opp vestlige verdikjeder. En eventuell større nettovekst vil dermed trolig først kunne skje nærmere 2050. Det er konsensus om at ny kjernekraft krever betydelig økonomisk støtte fra myndighetene.

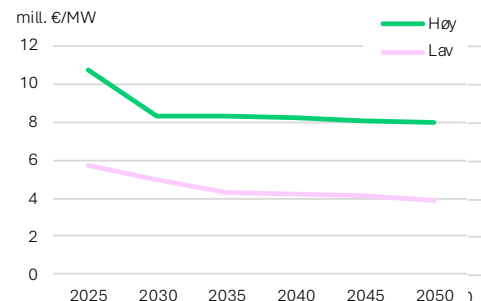
Utvikling kjernekraft i Europa



Levetidsforlengelser er viktig men ikke nok for å opprettholde kapasiteten



Utfallsrom for investeringskostnader til europeisk kjernekraft



Store nettinvesteringer løfter europeisk tariff

Store investeringer i transmisjons- og distribusjonsnett er nødvendige over hele Europa. Økt kraftforbruk vil fordele kostnadene på flere kunder og dempe tarifføkningen per kWh. De fleste land forventer likevel høyere nettleie. Lavere kraftpriser kan dermed bli utlignet av økte nettkostnader.

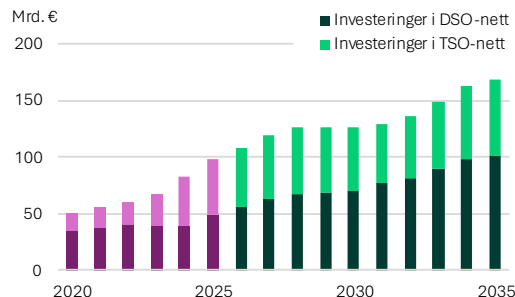
Tariffutviklingen drives av investeringsnivå, komponent- og rentekostnader, forbruksvekst og tariffstruktur. Mye av kraftnettet er 40-50 år gammelt og krever både fornyelse og kapasitetsøkninger. De europeiske TSO-enes investeringsplaner peker derfor mot økte tariff.

Blant de få landene som publiserer langsiktige tariffprognoser, ventes betydelig vekst (i størrelsesorden 4-5 % årlig, før inflasjon). Blant annet UK og Tyskland har prognoser som indikerer opp mot 40-50 prosent høyere tariff fram mot 2030 som følge av omfattende nettinvesteringer.

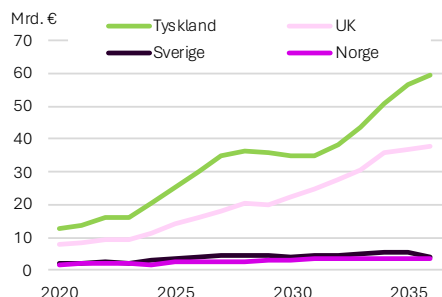
De høye nettinvesteringene de siste årene har samtidig bidratt til økte priser og lengre leveringstider for komponenter som transformatorer, kabler, koblingsanlegg og HVDC-utstyr. Investeringsnivået forventes å forbli høyt de neste 10-15 årene, noe som vil opprettholde presset på leverandørkjedene. For TSO-ene innebærer dette høyere kostnader, større risiko for forsinkelser og fortsatt oppadgående press på tariffene.

Bruken av avgifter og støtteordninger varierer mellom land. Eksempelvis finansierer UK energi- og klimapolitikken gjennom ekstra avgifter på strømregningen, mens Tyskland i større grad bruker statsbudsjettet. Sverige har relativt høye elavgifter, mens Danmark nylig har redusert dem for å stimulere elektrifisering. Flere land innfører også effekt-baserte tariff for å knytte kostnadene mer til belastningen på nettet.

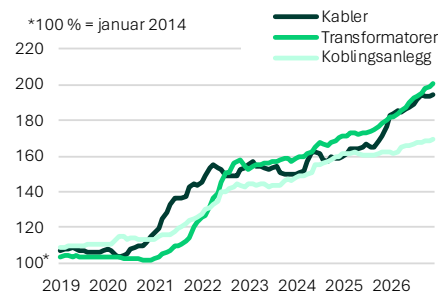
Estimat på europeiske nettinvesteringer (både TSO- og DSO-nett)



Historiske og planlagte nettinvesteringer per år for utvalgte land



Kostnadsutvikling for viktige komponenter i transmisjonsnettet, internasjonal oversikt





3. Europa samlet – scenarier og hovedresultater

➤ Kraftprisene reduseres i snitt - stort utfallsrom

De nærmeste årene reduseres de gjennomsnittlige kraftprisene fra dagens nivå både i Basis og i de alternative scenarioene Lavpris og Høypris. Nedgangen skyldes i hovedsak at mer fornybar og batterier sammen med kjernekraften, gir økt andel timer med priser ned mot null. Fra 2035 og utover holder snittprisene seg rundt 50 €/MWh på kontinentet og i UK i Basis. De to andre scenarioene gir et utfallsrom på 35 til 80 €/MWh. Utviklingen i kostnader og i hvor stor grad økonomisk støtte senker prisene under kostnadsnivået for ny kraft er viktige usikkerheter for kraftprisene. Gass- og CO₂-prisen har også mye å si.

➤ Mye fornybar og batterier forsterker behovet for varig støtte

Reduserte kostnader og stort behov gir utbygging av store volumer batterier i alle scenarioer. Sammen med vind, sol og kjernekraft gir dette et system med lave driftskostnader og lave kraftpriser i mye av tiden. Dette forsterker behovet for økonomisk støtte til nye investeringer i produksjon og fleksibilitet.

➤ Høy kortsiktig prisvariasjon og store sesongvariasjoner

Analysen viser høy kortsiktig prisvariasjon i hele det europeiske markedet. En høy andel solkraft gir også vesentlig lavere priser i sommerhalvåret enn på vinteren. Batterier og annen fleksibilitet demper den kortsiktige prisvariasjonen en del, men forsterker sesongvariasjonene.

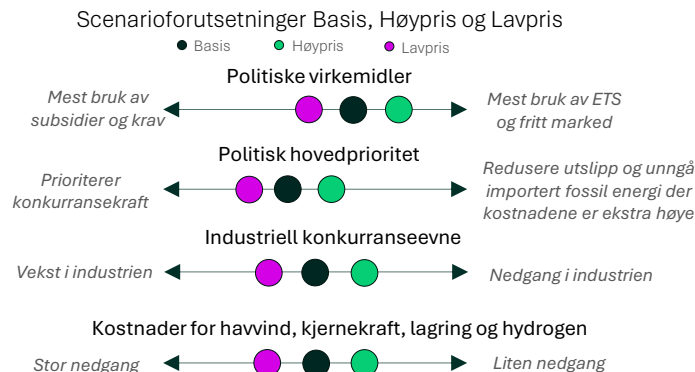
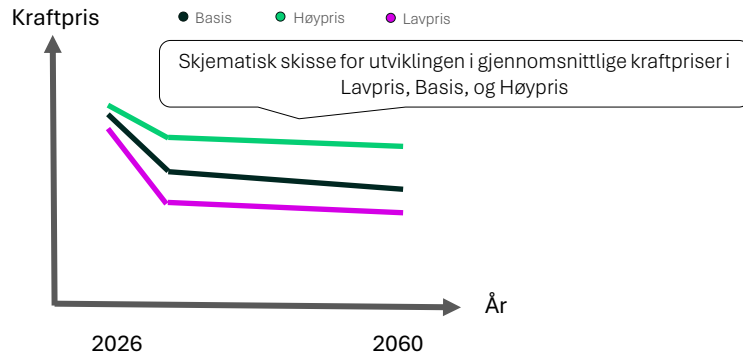


Vi har tre hovedscenarier for europeisk markedsutvikling

På de følgende sidene beskriver vi forutsetninger og logikken i de oppdaterte scenarioene Basis, Høypris og Lavpris. Basis skisserer et forventet scenario for en middels utvikling. Høypris og Lavpris skisserer et utfallsrom for den europeiske markedsutviklingen med fokus på det som er viktigst for Statnett. Basis ligger i midten, mellom disse scenarioene. I Høypris er det høyere og mer variable kraftpriser enn i Basis. Dette gir høyere nytte av nett i Norge og til andre land. I Lavpris er det motsatt. Scenariene gir også et utfallsrom for den Europeiske veksten i forbruk og produksjon, og i måten utviklingen av kraftsystemet styres på.

Det er et stort antall usikkerhetsfaktorer ved markedsutviklingen. For å gi en oversikt viser vi de viktigste på overordnet nivå i figuren til høyre. Kulene angir hvor de ulike hovedscenariene befinner seg på skalaen.

Det er mulig å sette sammen mange andre utviklingsbaner for den europeiske kraftsektoren enn de vi skisserer med Lavpris, Basis og Høypris. Over en så lang periode som fram til 2060 kan det skje mye som vi i dag ikke kjenner rekkevidden av. Krig, større politiske omveltninger eller store teknologiske gjennombrudd kan gi så store endringer at analysen blir mindre relevant. Basert på det underlaget vi har i dag mener vi likevel at de tre markedsscenarioene gir et relevant utfallsrom for kraftprisene og andre utviklingstrekk i kraftsektoren som har betydning for Statnett og det norske kraftsystemet. Så presiserer vi at dette bare er et utgangspunkt og at vi fyller ut bildet med sensitiviteter og andre varianter.



Scenario Basis – høy vekst i forbruk og produksjon

I scenarioet Basis forutsetter vi at elektrifisering av veitransport, varme, industri og vekst i datasentre gir en økning i det europeiske forbruket til nesten 5500 TWh i 2060. Dette innebærer en vekst på rundt 80 % fra i dag. Veksten er på nivå med mange eksterne rapporter – men lavere og mer skjøvet ut i tid enn i forrige LMA. Det siste skyldes at vi nå legger til grunn mindre forbruk til hydrogenproduksjon – og noe forskjøvet elektrifisering.

Fortsatt høy utbygging av sol- og vindkraft erstatter det meste av den fossile kraftproduksjonen i Basis. I tillegg dekker vind og solkraft nesten hele veksten i forbruket målt i energi. I sum øker produksjonen fra sol- og vindkraft til rundt 4000 TWh i 2060. Satsning på kjernekraft opprettholder kapasiteten i analyseperioden selv om mange går ut på levetid.

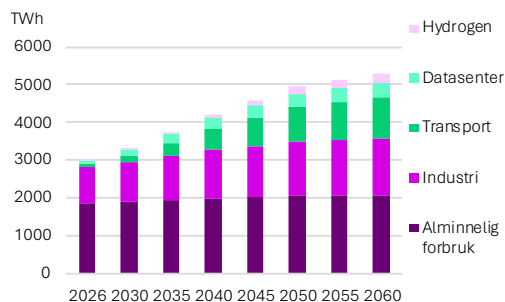
I Basis blir kraftsektoren tilnærmet utslippsfri før 2040. Gasskraft fortsetter å dekke opp i perioder med lite sol- og vindkraft helt til 2060,

men brukstiden og produksjonen blir mye lavere. Med økt bruk av biogass reduseres utslippene ytterligere. Høye kostnader for hydrogen og CCS forhindrer imidlertid at kraftproduksjonen blir helt utslippsfri.

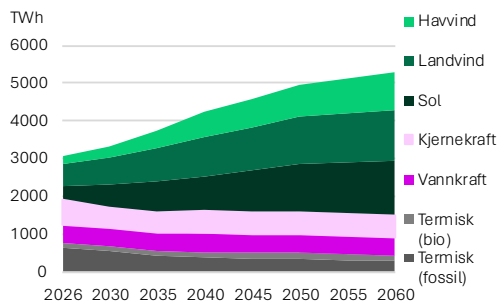
EU og nasjonale myndigheter styrer utviklingen i Basis, blant annet ved økonomisk støtte til nye investeringer både i produksjon og fleksibilitet. Vi forutsetter samtidig at ETS brukes som et sentralt virkemiddel. Kvotepriiser litt høyere enn i dag på rundt 100 €/tonn og en viss andel gasskraft bidrar til å holde kraftprisene oppe. Dette er med på å bedre inntjeningen til batterier og fornybar. I tillegg gir ETS inntekter til bruk på støtteordninger.

I Basis oppnår EU og UK mye av hovedmålene om energiuavhengighet og netto null utslipp innen energibruk i løpet av analyseperioden. Men høye kostnader gjør at siste del av omstillingen skyves ut i tid. Dette gjelder deler av elektrifiseringen og utslippsreduksjoner med bruk av hydrogen.

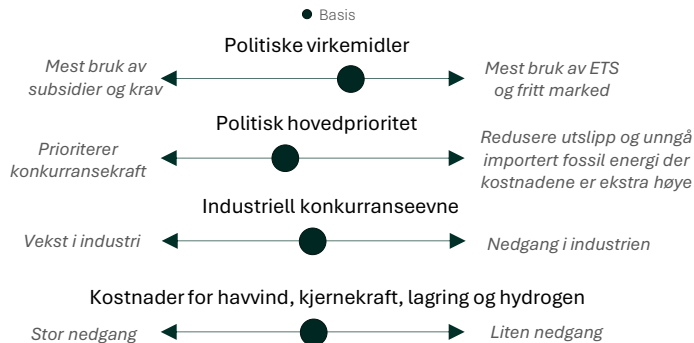
Forbruk* i Basis



Produksjon* i Basis



Scenarioforutsetninger Basis



* Tallene gjelder for de delene av Europa som er dekket av våre markedsmodeller – se vedlegg for ytterligere beskrivelse.

Scenario Basis – mye ny fleksibilitet, men ikke nok til å lagre alt

Det bygges ut store mengder batterier i Basis, mye mer enn vi la til grunn i forrige KMA og LMA. Et raskt økende behov for fleksibilitet, lavere kostnader og støtteordninger for regulerbar effekt er viktige drivkrefter for dette. I tillegg er økt lønnsomhet for utbyggere av solkraft en sentral driver.

Høye kostnader for elektrolyseanlegg og hydrogenlagring gir både lavere og mindre fleksibel hydrogenproduksjon enn hva vi har hatt i Basis i tidligere analyser. Elektrolyseanleggene vil fortsatt stoppe produksjonen ved ekstra høye priser. Men høye investeringskostnader gjør at det lønner seg å ha lang brukstid. Sammen med et lavere volum innebærer dette at hydrogen i mindre grad blir en type forbruk som kan bidra til å ta unna store og midlertidige overskudd i perioder med mye vind og sol.

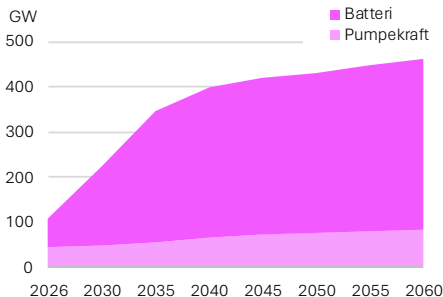
Scenarioet har vekst i fleksibelt kraftforbruk fra elkjeler, pumpekraft og forbruksfleksibilitet fra blant annet elbillading. Vi har også lagt til grunn at

det kommer inn mer langvarig fleksibilitet, uten å spesifisere nærmere hvilken teknologi dette er. Gasskraftverk (CHP) som i dag har jevn kjøring drevet av behovet for å levere varme, blir i Basis mer fleksible slik at de stopper når det er mye sol og vind. Tilsvarende forutsetter vi at deler av kjernekraften reduserer produksjonen ved overskudd.

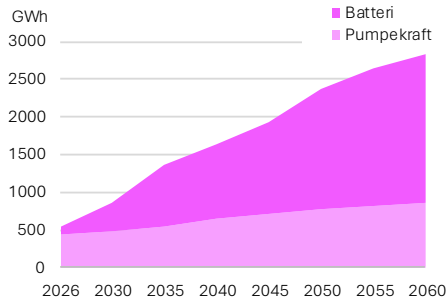
Vi har tilpasset veksten i batterier og annen fleksibilitet slik at vi får en rimelig grad av kostnadseffektivitet samlet sett. Som for fornybar dekkes investeringene delvis av inntjeningen fra markedet og delvis gjennom økonomisk støtte. Blant annet forutsetter vi at gasskraft og batterier får inntekter fra kapasitetsmarkeder, og at dette gir nok kapasitet til å unngå høy grad av knapphet i perioder med lite sol- og vindkraft.

Selv med mye mer fleksibilitet går en god del sol- og vindkraft til spille i dette scenarioet, da kostnadene ved å ta vare på alt blir for høye.

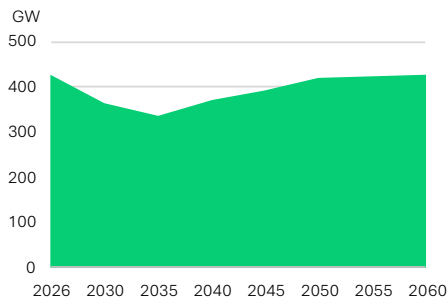
Utbygging batterier og pumpekraft (effekt)*



Utbygging batterier og pumpekraft (energi)*



Installert kapasitet i fleksible termiske kraftverk*



* Tallene gjelder for de delene av Europa som er dekket av våre markedsmodeller – se vedlegg for ytterligere beskrivelse.

Lavere snittpriser på kontinentet og i UK i Basis

I Basis reduseres de gjennomsnittlige kraftprisene raskt fra dagens nivå de første fem årene. Hovedårsaken er lavere gasspriser og en stadig høyere andel vind, sol og batterier. Andelen nullpriser øker med et par prosentpoeng årlig de første årene.

Videre til 2050-60 er det en jevn nedgang i snittprisene i hele Europa i Basis. Stabile CO₂- og gasspriser gir omtrent uendrede priser når gasskraft setter prisene. Mer batterier, forbruksfleksibilitet, kjernekraft og lavere teknologikostnader sammen med fortsatt høy myndighetsstøtte til ny kraftutbygging bidrar til at kraftprisene blir lavere.

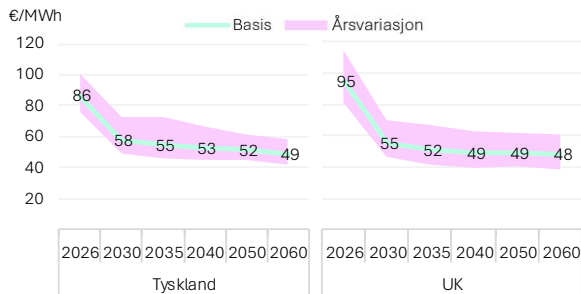
Batterier, forbruksfleksibilitet og lagring begrenser andelen nullpriser til 15-25 % i perioden 2030-60. Samtidig blir det stadig flere timer der særlig batterier bidrar til å holde prisene på et lavt nivå. I sum gir dette priser under 25 €/MWh i 45-50 % av tiden. Andelen gasskraft synker til under ti prosent, men setter fortsatt prisen nær 40 % av timene helt til 2060.

Prisstrukturen i Europa blir gradvis likere over tid. Etter 2035 er andelen fornybar kraft i systemet stabilt i underkant av 90 % slik at været i stor grad bestemmer kraftprisen. Hvilke timer som har høye og lave priser i et gitt værår blir dermed veldig likt i 2035 og 2060.

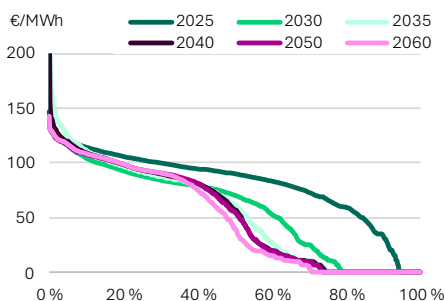
Mye kjernekraft gir Frankrike noe lavere priser og en flatere priskurve enn Tyskland og UK. I UK bidrar mye vindkraft til noe lavere snittpriser enn i Tyskland etter 2030. Samlet sett er likevel prisene på omtrent samme nivå og med lignende prisvariasjon som i det meste av Europa. Det er store likheter i kraftsystemene i hvert land, lik gass- og CO₂-pris, og mye overføringskapasitet mellom land som gjør at kjernekraften i Frankrike og gasskraft i Tyskland setter prisene i naboland i mange timer.

Sammenlignet med forrige LMA er både de gjennomsnittlige kraftprisene og prisvariasjonen noe lavere i Basis. Dette skyldes i hovedsak lavere CO₂-priser og en større andel batterier.

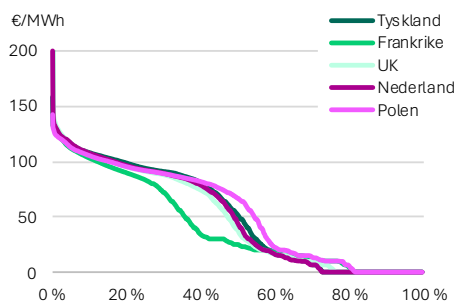
Kraftpriser i Tyskland og UK



Varighetskurver for kraftpris i Tyskland



Varighetskurver for kraftpris i 2050 i ulike land



Mye solkraft og batterier forsterker sesongvariasjoner

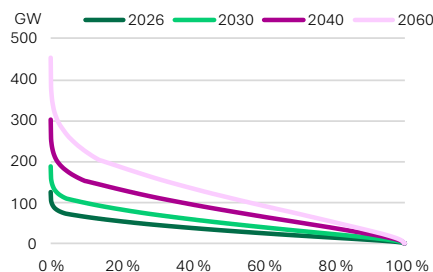
Utbygging av store volumer fordelt på mange land gir en viss utjevning av variasjonene i sol- og vindkraftproduksjonen. Det vil likevel være mye samvariasjon i den samlede europeiske produksjonen. I perioder med mye sol og vind vil fornybar dekke alt forbruk med tilhørende nullpriser, mens annen kraft må dekke topplasten i timer med mindre sol og vind. Alternativet ville vært å bygge ut svært mye mer sol- og vindkraft, men da med mye tapt produksjon i timer der det er mye sol og vind.

Resultatet av dette er at vi i løpet av de første årene får en høy vekst i andelen timer med priser ned mot null, før det etter hvert avtar. Dette gjør at gasskraft fortsetter å sette prisene i mye av tiden langt ut i tid. Veksten i ny produksjonskapasitet fortsetter i tråd med forbruksveksten, men andelen fornybar øker saktere etter 2035. Dette gir en mer stabil prisstruktur etter 2035, der variasjoner i været styrer kraftprisen mer enn endringer i produksjonsmiksen.

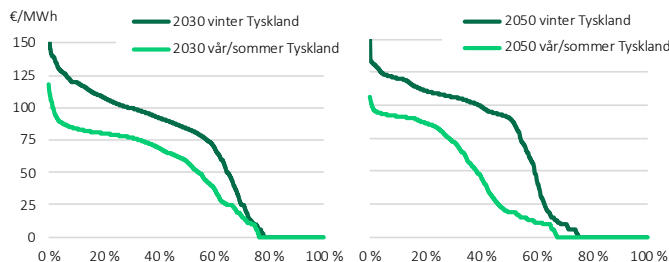
Med batterier kan mer av produksjonen fra vind og solkraft lagres til nyttige timer. I starten hever dette prisene fordi batterier øker forbruket i lavpristimer. Med nok batterier og fornybart til å dekke forbruket over et helt døgn vil prisene falle ned igjen – mot null. Dette er illustrert i figuren til høyre. I den første uken hever batteriene prisene ved å øke forbruket i timer med nullpriser. I uke to gir batteriene lavere priser ved å produsere i stedet for gasskraften på natten. Dette reduserer døgnvariasjonen.

Simuleringene viser at batterier forlenger periodene med lave priser i sommerhalvåret. På vinteren reduserer fornybar, batterier og annen fleksibilitet gradvis andelen tid der gasskraft setter prisene. Likevel fortsetter gasskraft å sette prisene i en betydelig andel av tiden. Og da bidrar batteriene til mer jevnt høye priser ved å redusere omfanget av nullpristimer. I Basis gir dette mye sesongvariasjon helt til 2060.

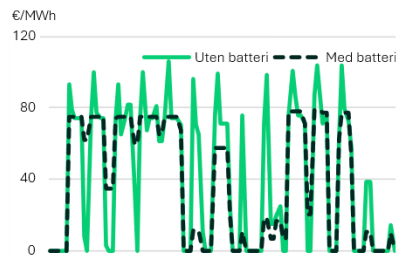
Varighetskurve for samlet fornybarproduksjon i Tyskland, UK, Frankrike og Spania



Varighetskurve sesongvariasjon Basis 2030 og 2050



Kraftpris i Tyskland per time over to uker, med og uten batteri i 2030 (uke 20 og 21, vårrår 2014)



Rasjonelt å bruke gasskraft til å dekke siste del av forbruket

Markedsandelen for sol- og vindkraft er allerede høy og vil fortsette å øke de neste årene. Som vi viser i denne analysen vil dette gi et visst overskudd og tap av energi på sommeren, selv om det bygges mye batterier og en del annen fleksibilitet. Tilsvarende vil det bli værende perioder på vinteren der det ikke er nok produksjon fra fornybar og kjernekraft til å dekke forbruket. I teorien er det mulig å dekke denne siste delen med enda mer havvind, batterier og annen fleksibilitet. Men hvis man gjør dette vil det gi ytterligere overkapasitet og tap av energi i resten av året. Det samme gjelder om man bygger kjernekraft. Teknisk sett kan dette dekke resten av energibehovet på vinteren, men med på kjøpet får man da et mye større tap av energi gjennom hele sommerhalvåret.

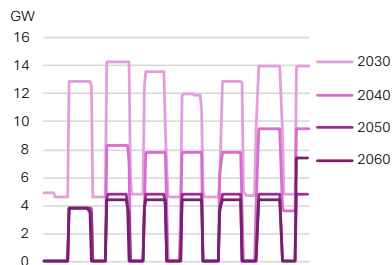
Storskala lagring av energi eller storskala fleksibel hydrogenproduksjon kan kanskje på lang sikt gjøre det mulig å dekke hele energibehovet med vind- og solkraft. Høye kostnader gjør imidlertid dette mindre sannsynlig.

I lys av dette kan vi si at det trolig vil oppstå en likevekt der det ikke lengre er rasjonelt å øke andelen fornybar og kjernekraft ytterligere – selv med mye batterier. Tapet av energi blir for stort og kostnadene for høye for hver ekstra enhet gasskraft man klarer å erstatte. Det gjør det rasjonelt å dekke siste del av behovet med gasskraft slik vi legger til grunn i Basis. I prosent av den samlede årsproduksjonen utgjør gasskraften etter hvert så lite at det har marginal betydning både for energiuavhengighet og klimaet.

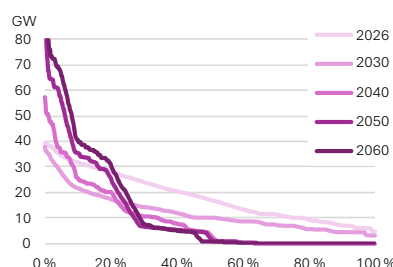
Utover i tid kan i tillegg noe av gassen erstattes med biogass og hydrogen.

Selv om gasskraften etter hvert bare utgjør ned mot 5 % av den samlede årsproduksjonen, viser simuleringene våre at gasskraften blir prissettende i opp mot 40 % av tiden helt til 2060. Dette bidrar til at kraftprisene fortsatt dekker inn en stor andel av kostnadene for nye investeringer, selv om nesten all annen produksjon og fleksibilitet har lave driftskostnader.

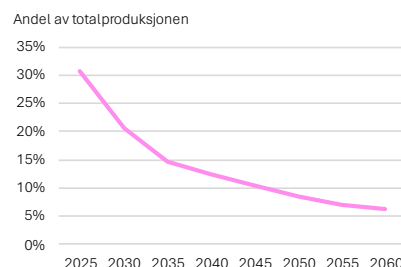
Utvikling simulert tysk gasskraft produksjon over en uke*



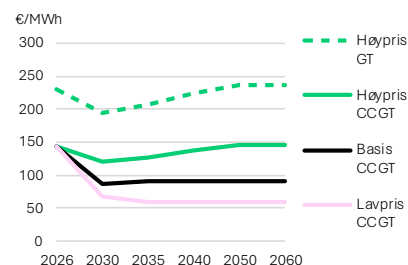
Varighetskurver for termisk produksjon Tyskland



Utvikling av fossilandel i vårt modellerte område



Eksempel på kortsiktig marginalkostnad for gasskraftverk i våre scenarier



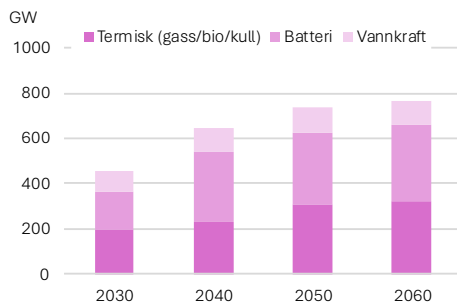
Myndighetene sikrer at det ikke blir knapphet på effekt

Økt forbruk og nedleggelse av kullkraft gir et stort behov for å bygge ut ny regulerbar effekt i det meste av det europeiske markedet. Dette forsterkes av at mange av dagens gasskraftverk går ut på levetid de neste 20 årene. Mye av behovet for effekt i perioder med lite vind- og solkraft vil trolig bli dekket av batterier, effekt i vannkraften inkl. pumpekraft, og kjernekraft. Fleksibelt forbruk til elektrifisering av varmesektoren kombinert med termiske energilager vil også kunne bidra ved å dempe forbruket når det er lav fornybarproduksjon og høye priser. I tillegg vil økt nettkapasitet mellom land gi økt grad av deling av effektressursene. Alt dette i sum vil likevel mest sannsynlig ikke være nok til å dekke effektbehovet i ukene med minst samlet produksjon fra sol- og vindkraft. I mange land er derfor planen å levetidsforlenge eksisterende og bygge nye gasskraftverk. En del av disse kan forbrenne biogass og på sikt kanskje også hydrogen for å gi ytterligere utslippsreduksjoner.

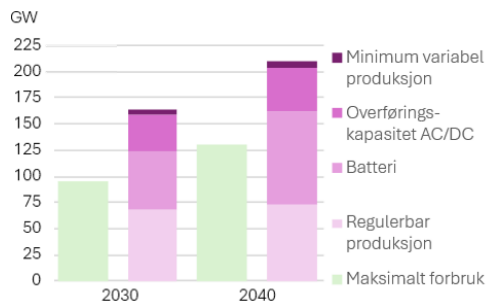
Hvordan markedsandelen for ulike teknologier for effekt utvikler seg er usikkert. Det er imidlertid rimelig avklart at det ikke vil være lønnsomt å bygge ut mye av det som skal dekke effektbehovet kun basert på salg av kraft alene. Årsaken er at mye av denne kapasiteten vil stå stille og ikke ha noe inntjening i markedet i det meste av tiden. Samtidig har nasjonale myndigheter i nesten alle europeiske land mål og tiltak som tilsier at det ikke vil være aksept for omfattende grad av effektknapphet. Vi legger derfor til grunn at myndighetene fortsetter å sikre en god nok effekt med kapasitetsmekanismer og andre støtteordninger. Dette bidrar også til å finansiere utbyggingen av batterier, selv om disse har andre inntekter.

I sum gir dette få timer med effektknapphet i våre europeiske scenarier. Samtidig vil det kunne bli strammere effektbalanser og høyere pristopper de nærmeste årene, hvis forbruket øker raskere enn tilgjengelig effekt.

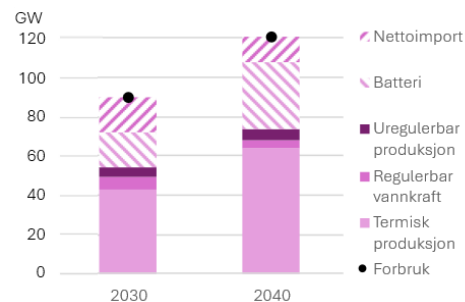
Installert effekt GW regulerbar produksjon i vårt modellerte område



Effektbalanse Tyskland



Illustrasjon på hvordan forbruket dekkes i timen med størst residualforbruk* i Tyskland



*Residualforbruk er forbruk fratrukket uregulerbar produksjon

Varig støtte til fornybar og kjernekraft er en forutsetning i Basis

I Basis forutsetter vi at ulike ordninger for støtte til ny fornybar kraft, lagring og effekt videreføres til 2060 for å sikre rask nok utbygging og energiomstilling. Dette gir en høy og stabil utbyggingstakt, men holder kraftprisene så lave at teknologiene ikke oppnår full markedsbasert lønnsomhet. Alternativet er lavere utbyggingstakt, større markedsandel for gasskraft eller høyere karbonkostnader som vil gi tregere energiomstilling og høyere kraftpriser. Antakelsen er en videreføring av dagens modell der støtteordninger er en sentral drivkraft for ny kraftproduksjon. Resultatet blir at forbrukerne i større grad betaler for investeringene gjennom nettleie, skatt og avgifter.

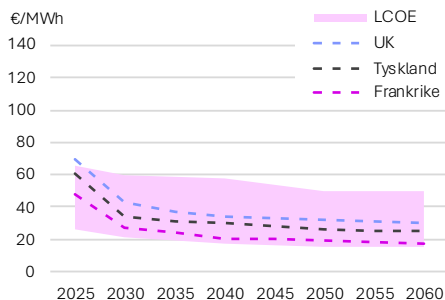
Vi legger til grunn at myndighetene planlegger og styrer veksten slik at det samlede systemet blir mest mulig kostnadseffektivt, og at ingen teknologi blir vesentlig mer ulønnsom enn andre. Konkurransbaserte auksjoner sikrer kostnadseffektiv utbygging uten superprofitt. Lønnsomheten blir aldri veldig negativ, og gode prosjekter kan klare seg uten støtte.

LCOE-båndene viser eksterne kilders utfallsrom for land i Europa. Både Tyskland og UK har dårligere solressurser enn land lenger sør som trekker opp LCOE. Dette gjør at oppnådd pris ikke er nok til lønnsom utbygging av solkraft uten støtte. Havvindutbyggingen foregår også stadig lenger fra land. Selv med svært gode vindressurser og gunstig havdyp vil dermed oppnådd pris likevel bli for lav uten myndighetsstøtte. Nettariffer er heller ikke hensyntatt i LCOE-kostnaden, slik at landvind som i UK bygges langt nord får høy innmatningsstariff på toppen av andre kostnader.

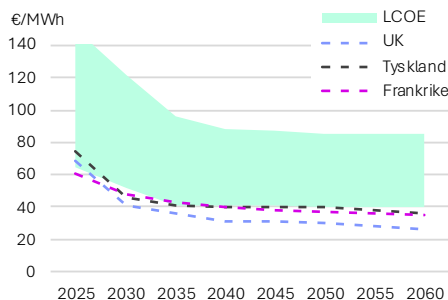
Frankrike har noe lavere kraftpriser grunnet stor kjernekraftkapasitet og overskudd på energibalansen. Likevel støttes utbygging av fornybar som bidrar til å senke den oppnådde kraftprisen for ny fornybar.

Oppnådd kraftpris vil løftes noe ved samlokalisering av sol og batterier, men vil samtidig øke LCOE-kostnaden slik at gevinsten delvis balanseres.

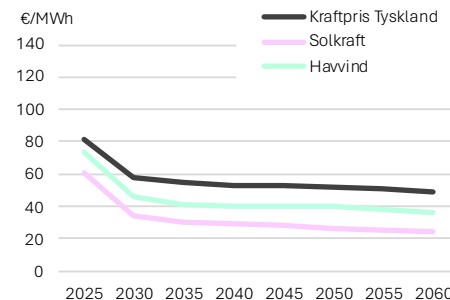
Solkraft - LCOE mot oppnådd kraftpris



Havvind – LCOE mot oppnådd kraftpris



Kraftpris mot oppnådd kraftpris i Tyskland



Sverige og Finland i Basis – kort oppsummert

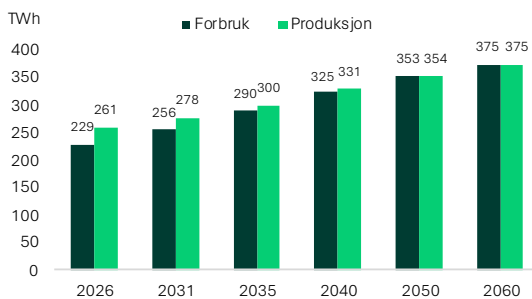
Finland har som mål å nå klimanøytralitet innen 2035, mens Sverige har mål om å oppnå netto nullutslipp innen 2045. Begge landene ønsker å elektrifisere industrien og få til utslippsreduksjoner med bruk av hydrogen. Høye kostnader har ført til forsinkelser og bortfall av flere prosjekter, og derav dempes veksten i forbruket i både Finland og Sverige, både på kort og lang sikt. I 2060 legger vi til grunn om lag 4 GW elektrolysekapasitet i Sverige og Finland, som tilsvarer i rundt 32 TWh forbruk til produksjon av hydrogen. Med en nedskalering av hydrogenprosjekt er det transport og datasenter som bidrar til mest vekst i forbruket i begge land.

Sverige satser på å bygge ut mer kjernekraft. Den svenske regjeringen har lagt frem både gunstige lånegarantier samt prissikringsgarantier (CfD-kontrakter) for å dempe den økonomiske risikoen. I Basis er det noe vekst i kjernekraftkapasiteten i Sverige fra 2040 og utover. Kapasiteten øker fra 7 GW til 8,5 GW og er i tråd med Medium-scenariet til SvK*.

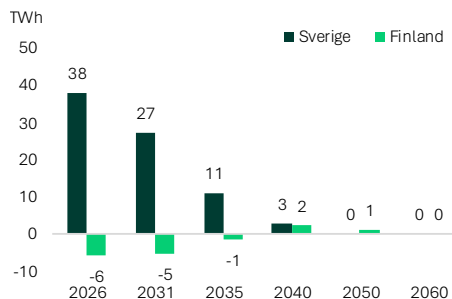
Det er likevel høyst usikkert om investeringene kommer da kostnaden for nye kjernekraftverk trolig er høy. I Finland er kapasiteten på kjernekraft stabil gjennom hele analyseperioden, og ligger på 4 GW.

Samlet kraftproduksjon i Sverige og Finland øker fra ca. 260 TWh i dag til 375 TWh i 2060. Det er sol- og vindkraft som gir de største volumene med rundt 195 TWh i 2060, som tilsvarer rundt 50 % av samlet produksjon i 2060. Total energi fra fornybar produksjon er lavere sammenlignet med tidligere analyser. Dette følger av en nedskalering av havvindutbygging og lavere samlet forbruk ut i tid. Sverige har et stort energioverskudd i dag, men forbruket øker mer enn produksjonen på sikt og gjennomsnittlig energibalanse gjennom året vil være svak positiv eller rundt null mot 2060. Snittprisene i Sverige og Finland ligger under prisen i Sør-Norge og kontinentet de neste 5 årene. På sikt konvergerer prisene mer i Norden.

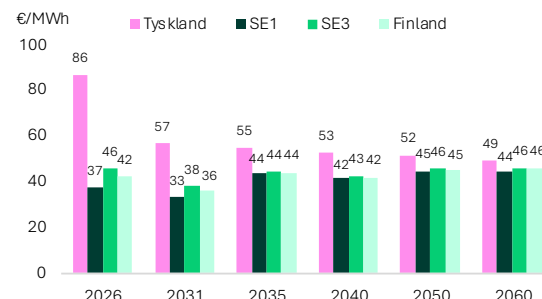
Samlet forbruk og produksjon i Finland og Sverige



Energi balanse i Sverige og Finland



Gjennomsnittlige kraftpriser over året



*Svenska Kraftnät sin langsiktige markedsanalyse (juni 2026).

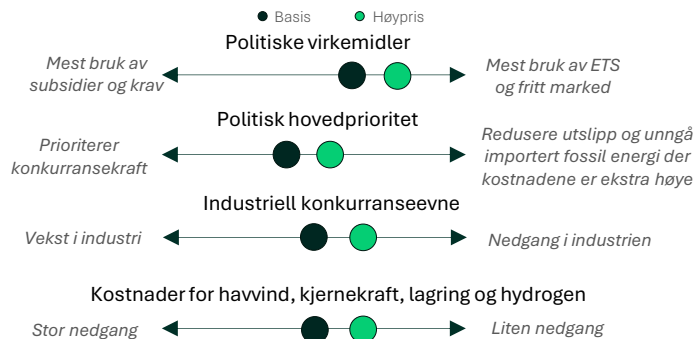
Scenario Høypris

I scenarioet Høypris er det noe mindre nedgang i kostnadene for teknologier som er viktige for den siste delen av energiomstillingen. Dette gjelder særlig for havvind, kjernekraft og langsiktig energilagring. Samtidig vektlegges bruk av kvotemarkedet ETS mer framfor subsidier. I Høypris er investeringene i fornybar og fleksibilitet nært å være lønnsomme basert på kraftsalg i markedet alene, selv om kostnadene er høyere.

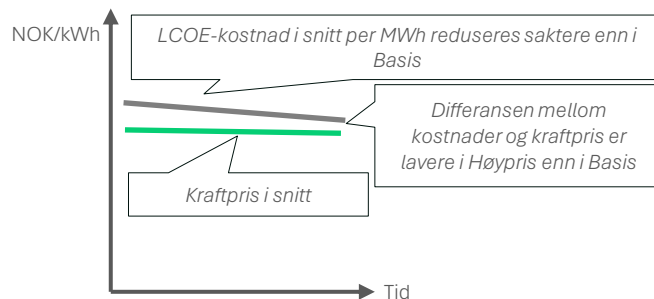
I tillegg antar vi at det er noe høyere politisk prioritert å redusere bruken av fossil importert energi også der kostnadene er høyest. I sum innebærer dette en del høyere CO₂-pris enn i Basis. Scenarioet har også høyere gasspris. Samlet gir dette høyere kraftpriser enn i Basis. Samtidig er prisvariasjonen større – fordi det koster mer å kjøre gasskraftverkene. Forbruksveksten er lavere enn i Basis, mye drevet av at industrien i større grad blir utkonkurrert og at det er færre datasentre.

Der det er minst usikkerhet holder vi utviklingen i Høypris likt med Basis. Elektrifiseringen av veitransport og varmesektoren er derfor på samme nivå som i Basis. Og kraftproduksjonen blir like raskt tilnærmet utslippsfri. Større geopolitisk rivalisering og usikkerhet vil trolig bidra til at politiske mål om økt konkurransekraft og lave kraftpriser til industri og forbrukere blir høyt vektlagt i alle scenarioer. Dermed er det begrenset hvor høyt kraftprisene realistisk sett kan gå. Den pågående prosessen med å myke opp kvotemarkedet bekrefter dette. Videre begrenser den teknologiske utviklingen oppsiden for kraftprisene. Kortsiktig kan ulike markedssjokk gi perioder med ekstra høye priser, men over tid vil prisene også i et høyt scenario følge hovedtrenden med stadig lavere teknologikostnader.

Scenarioforutsetninger Høypris



Skisse som viser at prisene i Høypris er høyere enn i Basis, både som følge av høyere kostnader og at mer av disse betales gjennom kraftmarkedet



Scenario Lavpris

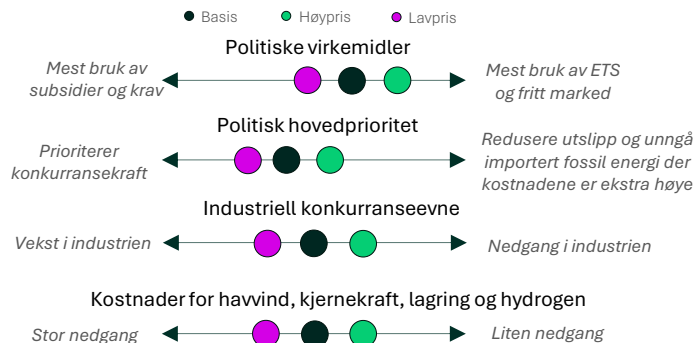
I Lavpris forsterkes trenden med at EU og medlemslandene bruker støtte og sentraliserte auksjoner for å bygge ut ny kraftproduksjon og ny fleksibilitet gjennom batterier, pumpekraft og andre lagringsløsninger. ETS blir i dette scenarioet mindre vektlagt som virkemiddel og kvoteprisen er lavere. I Lavpris er det i enda mindre grad enn i Basis noen forventning om kraftprisene og CO₂-prisen alene skal kunne drive fornybarutbyggingen. Dette gir en større grad av dekobling mellom kraftprisene og de samlede kostnadene for å levere ny produksjon og fleksibilitet.

Videre prioriteres konkurransekraft sterkere foran det å kutte ned på importert fossil energibruk innen områder som koster mest. Samtidig er det i Lavpris en raskere global teknologisk utvikling. Dette gir større nedgang i kostnadene for havvind, kjernekraft, langsiktig energilagring og hydrogenproduksjon enn i Basis.

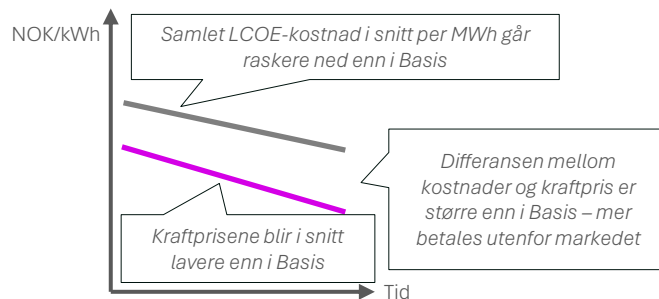
I sum gir dette betydelig lavere CO₂-pris og dermed lavere priser når gasskraft setter prisen. Mer og billigere lagring og hydrogen gir mindre nullpriser men flere timer med lave priser som følge av større markedsandel for vind og solkraft og enda mindre bruk av gasskraft. Samlet gir dette både lavere gjennomsnittlige kraftpriser og mindre kortsiktig prisvariasjon enn i Basis.

I dette scenarioet blir det mer vekst i industrien, ved økt elektrifisering, og også en større grad av måloppnåelse for klima og energiuavhengighet. Lavere kraftpriser er en viktig driver for elektrifisering og økt konkurransekraft for industrien.

Scenarioforutsetninger Lavpris



Skisse som viser at prisene i Lavpris er lavere enn i Basis, drevet av raskere nedgang i teknologikostnader og at en større andel av disse betales utenfor kraftmarkedet



Høypris og Lavpris viser et stort utfallsrom for prisene

I Høypris er kraftprisene omtrent 30 % høyere enn i Basis i starten av perioden og 60 % høyere mot slutten. Gassprisene synker kortsiktig også i Høypris, men stabiliserer seg på et høyere nivå enn i Basis. Samtidig øker CO₂-prisene helt til slutten av perioden som øker kraftprisene.

Dyrere teknologikostnader fører også til mindre utbygging av batterier og forbruksfleksibilitet da markedet opererer med mindre myndighetsstøtte enn i Basis. Dette gjør at varighetskurven får et betydelig brattere midtparti, og variasjonen i pris øker både i døgnet og mellom sesonger grunnet høyere termiske priser og mindre energiflytting fra batterier.

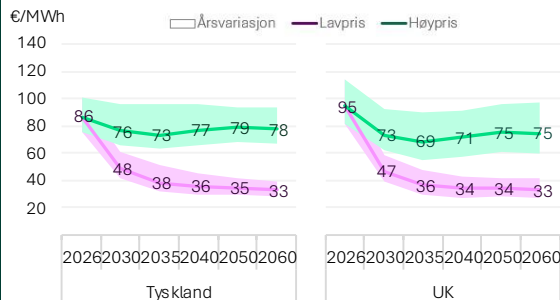
I grafen helt til høyre som viser priser time for time ser vi til venstre at i Høypris vil termiske kraftverk aktiveres mer innad i døgnet enn i Lavpris med mer batterier. Til høyre i grafen ser vi et eksempel på at prisene også vil kunne bli lavere i enkelttimer i Høypris da mindre forbruk fra batterier gjør at det blir nullpriser fra fornybart i timer det ikke blir i Lavpris.

I Lavpris er kraftprisene omtrent 15 % lavere enn i Basis i starten av perioden, og 30 % lavere fra 2035. Prisene stabiliserer seg raskt på et lavt nivå drevet av lavere gasspriser og en flat CO₂-pris omtrent på dagens nivå. Billigere teknologikostnader og høy vilje fra myndigheter til å støtte ny fornybarutbygging bidrar til at prisene holder seg betydelig under det som kreves for markedsmessig lønnsom utbygging.

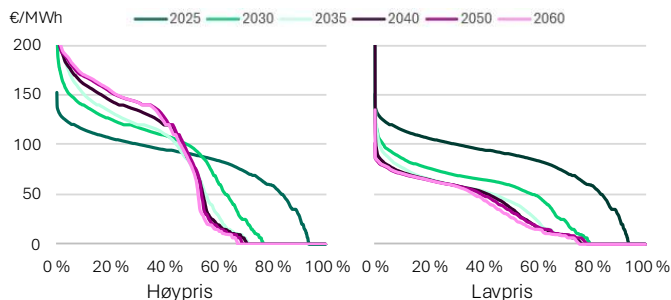
Det bygges også ut betydelig mer batterier og forbruksfleksibilitet enn i Basis, som bidrar til en slakere varighetskurve der det er mange flere pristimer mellom termisk og nullpriser fra fornybart. Det blir også færre nullpriser totalt sett grunnet økt forbruk fra batterier, og prisvariasjonen blir lavere både i døgnet og mellom sesonger.

Sammenlignet med forrige LMA er prisene i Høypris litt høyere, i hovedsak grunnet høyere gass og CO₂-priser ut i tid, og i Lavpris litt lavere, i hovedsak grunnet lavere karbonpriser ut i tid.

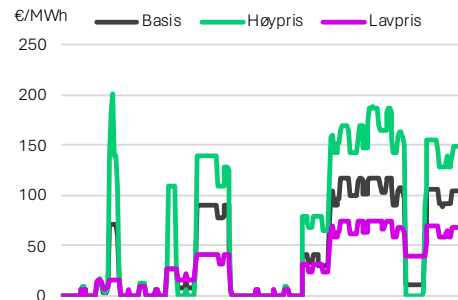
Kraftpriser i Tyskland og UK i Høy- og Lavpris



Varighetskurve Tyskland i Høy- og Lavpris



Tyske priser time for time over to uker



Høypris ligger nær lønnsomhet, større avstand i Lavpris

I Høypris ligger utbyggingen av sol- og vindkraft nær lønnsomhet i flere markeder og gode prosjekter kan bygges uten støtte. Myndighetene fortsetter likevel å støtte utbygging for å nå målene om energiuavhengighet og klimautslipp raskere, men støttenivåene er lavere enn i Basis. Det hentes også inn mer midler fra karbonprising som brukes til å støtte fornybarutbygging.

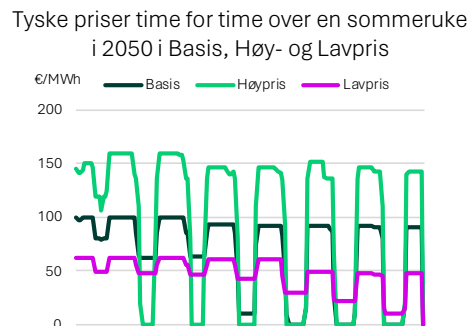
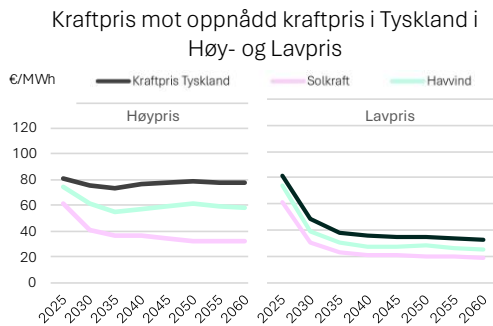
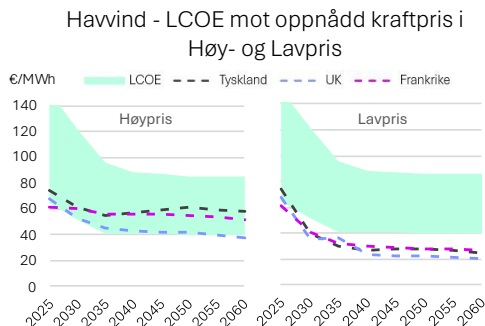
Solkraft og landvind bygges derfor ut i store volum. Arealrestriksjoner, ressursgrunnlag og tariffer bremser dette noe. Havvind kan gi store volum raskt, har mindre arealkonflikter og prioriteres selv om det kreves støtte.

Batterier bygges også ut i stort volum støttet av myndighetene, og ofte samlokalisert med solkraft. Det er fortsatt usikkert hvordan batterier vil operere i lengre perioder der termisk eller fornybar setter prisen og hvilken lønnsomhet de vil klare å oppnå i markedet over tid.

Som vist i grafen til høyre hjelper høyere gass og karbonpriser i Høypris i mindre grad lønnsomheten til solkraft enn vindkraft. Termisk kraft aktiveres primært nattestid og på vinteren med lite solproduksjon. Og med mindre batteriutbygging i Høypris vil kraftprisene falle oftere til null i timer med mye sol da forbruket fra batterier blir mindre i disse timene.

I Lavpris benyttes myndighetsstøtte i enda større grad for å bygge ut ny fornybar kraft og fleksibilitet. Det er politisk viktigere med lave kraftpriser til forbrukere og industri, slik at også midler fra karbonprising blir lavere. Myndighetene fortsetter likevel utbygging for å nå målene om energiuavhengighet og klimautslipp raskt, og får også drahjelp av at LCOE-kostnadene i Lavpris er noe lavere enn i Basis.

Hverken solkraft, landvind eller havvind er lønnsomt å bygge ut uten støtte i Lavpris, men mer batterier og lavere teknologikostnader hjelper likevel på totalt behov for myndighetsstøtte.



Kortsiktig holder prisene seg høye et par år før de gradvis avtar

I både Basis, Høypris og Lavpris er kraftprisene forventet å forbli høyere de neste ett-to årene grunnet økte gasspriser som følge av krigen mot Iran. Dette medfører økt kullproduksjon midlertidig da kull blir billigere enn gass. Etter hvert som gassprisene forventes å falle og normaliseres gradvis fra 2028 synker kullproduksjonen igjen, og kraftprisene faller og stabiliserer seg til 2031. Samlet sett faller fossilproduksjonen i Tyskland med i overkant av 30% til 2031, mens all produksjonsvekst i UK er fornybar.

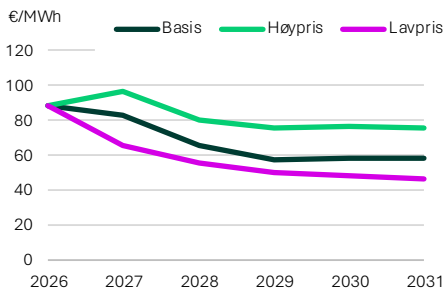
I Basis frem til 2031 øker produksjonen i Tyskland hvert år med omkring 10 TWh solkraft, 15 TWh landvind og 9 TWh havvind. I UK er økningen 4 TWh solkraft, 5 TWh landvind, og 11 TWh havvind. Den høye økningen i fornybar produksjon bidrar også til å senke kraftprisene mot 2031 samtidig som antall nullpriser fortsetter å øke med ett-to prosentpoeng årlig. I tillegg øker batterieffekten kraftig i perioden i begge landene som bidrar til å stabilisere prisene.

Kraftprisene i UK ligger de første årene noe over Tyskland i alle tre scenariene, men fra 2028-29 får UK lavere priser drevet av høy andel billig fornybarproduksjon og bortfall av karbonprisskatten på fossil produksjon.

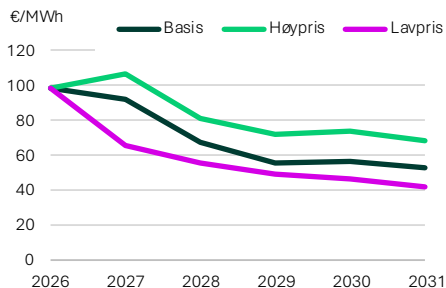
I Høypris holder gassprisen og kullprisen seg på et høyere nivå enn i Basis, og dagens nivå vedvarer ut 2027. Dette løfter kraftprisene ytterligere i 2027. Samtidig øker karbonprisen mer enn i Basis. Til sammen gir dette kraftpriser de neste fem årene om lag 15-20 EUR/MWh høyere enn i Basis.

I Lavpris stabiliserer gassprisene seg raskere på et lavere nivå enn i Basis. Samtidig holder karbonprisen seg stabil på 70 EUR/MWh ut analyseperioden og vi antar noe økt volum av fornybart og batterier. Til sammen ligger prisene 5-15 EUR/MWh lavere enn i Basis.

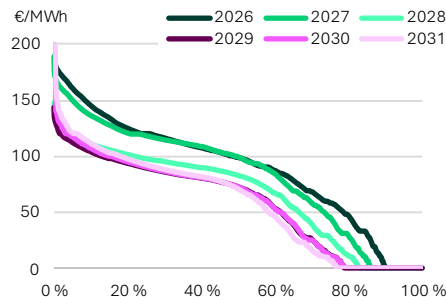
Kraftpriser i Tyskland 2026 - 2031



Kraftpriser i UK 2026 - 2031



Varighetskurve for kraftpriser i Tyskland i Basis 2026-31



Større prisvolatilitet på ukes- enn døgnnivå og øker ut i tid

Kraftprisvolatilitet* er et mål på hvor mye kraftprisen varierer over tid. I grafene vises døgnavolatilitet og ukesevolatilitet i Tyskland i de ulike prisscenariene. Altså hvor mye timesprisene i gjennomsnitt avviker fra gjennomsnittsprisen i et døgn eller en uke.

I Basis går prisvolatiliteten i 2050 ned sammenlignet med i dag både i døgnet og uken. Høyere andel fornybar kraft gir flere nullpristimer og batterier holder prisen jevnere over tid. Batteriene gjør at gasskraften aktiveres mindre på sommeren ved å flytte billig fornybarkraft fra dag til kveld. På vinteren bidrar batteriene til at fornybar sjeldnere blir prissettende og gir dermed jevnere høye priser. Ukesevolatiliteten faller mindre enn døgnavolatiliteten da batterier og fornybar kraft sammen sjeldnere klarer å holde prisen jevn over en hel uke.

I Høypris øker kraftprisvolatiliteten både i døgnet og uken drevet av høyere differanse mellom høye og lave pristimer. I tillegg er det betydelig færre batterier enn i Basis, og mindre fleksibilitet i forbruk som sammen bidrar til at kraftprisene oftere skifter mellom høy og lav innad i døgn og uker. Men fremdeles har omtrent halvparten av døgnene nokså lav volatilitet.

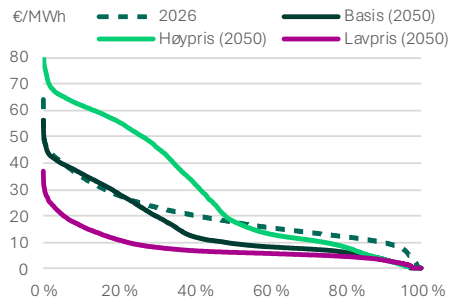
I Lavpris synker volatiliteten kraftig drevet av lavere marginalkostnader i termiske verk, mer forbruksfleksibilitet og mer batterier. Dette gir flere pristimer på midten av varighetskurven, nær gjennomsnittsprisen, og senker dermed volatiliteten kraftig.

Krafthandelen med Norge påvirkes hvordan prisene hos handelspartnerne våre varierer. Lavere døgnavolatilitet gjør at flyten på kraftkablene snur sjeldnere, og det blir noe lenger perioder med flyt i en retning enn i dag.

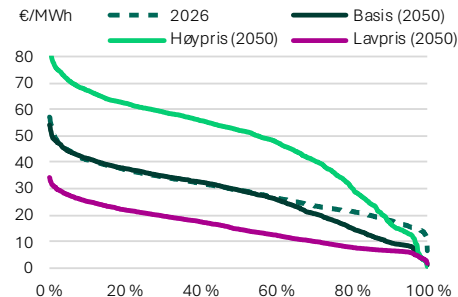
Prisvolatilitet* i Tyskland i døgn og uke, 2026-2050

Prisvolatilitet* i 2026		Endring i prisvolatilitet til 2050, %			
EUR/MWh		Basis	Høypris	Lavpris	
Døgn	Årssnitt	20	-23 %	+44 %	-60 %
	Sommer	24	-18 %	+60 %	-63 %
	Vinter	17	-36 %	+7 %	-60 %
Uke	Årssnitt	30	-7 %	+61 %	-48 %
	Sommer	31	-11 %	+61 %	-54 %
	Vinter	30	-10 %	+49 %	-47 %

Variasjon i døgnpriis-volatilitet i Tyskland
varighetskurve, alle døgn i alle værår



Variasjon i ukesepris-volatilitet i Tyskland
varighetskurve, alle uker i alle værår



* Gjennomsnittet av prisdifferansen i alle enkelttimer mot snittprisen i en periode (døgn eller uke).

Sensitiviteter: CO₂-pris og fornybar påvirker kraftprisene mest

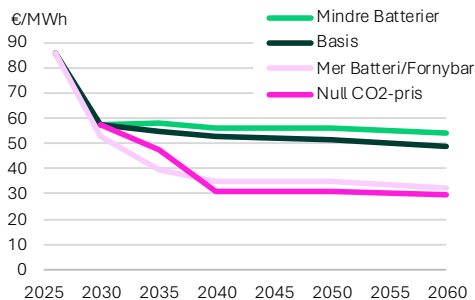
"Null CO₂-pris" er en sensitivitet der CO₂-prisen faller til 70 €/tonn i 2035 og null fra 2040. Med nær null utslipp i kraftsystemet prioriterer myndigheter lavere kraftpris over inntekter til omstilling. Samtidig vil lavere kraftpriser øke konkurransekraften til europeisk industri og gjøre at elektrifisering og omstilling får mindre behov for støtte. I denne sensitiviteten faller snittprisene i Tyskland med 40 % sammenlignet med Basis ut i tid. Lønnsomheten til ny kraftproduksjon, energieffektivisering og batterier går samtidig mye ned. Dermed flyttes mer av kostnadene for ny kraft til andre deler av strømreregningen eller skatteseddelen.

"Mindre Batterier" er en sensitivitet der installert batterieffekt holdes konstant fra 2030. Dette reduserer energilageret med 67 % i 2040 og 75 % i 2050. Sensitiviteten illustrerer effekten batterier har i kraftsystemet ut i tid. Med betydelig mindre batterier øker døgnvolatiliteten kraftig. Batterier klarer ikke lenger å holde prisen lav gjennom natten på sommeren, og

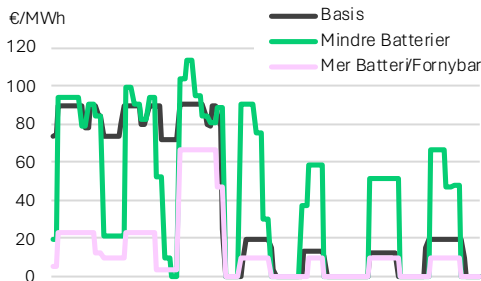
konstant høy i perioder med mindre sol og vind. Lønnsomheten til vindkraft øker noe da prisene i snitt går noe opp, mens solkraft får lavere lønnsomhet da det blir flere nullpriser på dagtid høst, vinter og vår.

"Mer Batteri/Fornybar" er en sensitivitet med 20 % mer batterier, sol- og vindkraft fra 2035. Omtrent 60% av det økte volumet fornybar produksjon vi har lagt inn i sensitiviteten går til spille i simuleringen, selv om batterivolumet også er større. Samtidig senkes kraftprisen med nær 40%. Økt volum unyttig produksjon og lavere priser gjør at støttebehovet for å bygge ny kraft og lagring øker betydelig. Og selv med 20 % økning i fornybarvolum og batterier setter gasskraft og biogass prisen i over 30 % av pristimene med en produksjonsandel på omtrent 7 % av total energiproduksjon, mot omtrent 10% i Basis 2035. Dette viser hvor vanskelig det er å kutte den siste delen av gasskraftproduksjonen. Det viser også behovet for å tilpasse veksten i produksjon og forbruk.

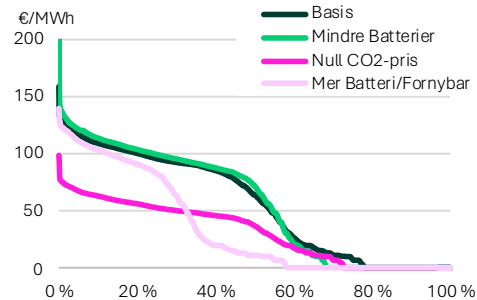
Kraftpriser per sensitivitet i Tyskland



Kraftpriser i en sommeruke i Tyskland i 2050



Varighetskurve kraftpriser i Tyskland i 2050

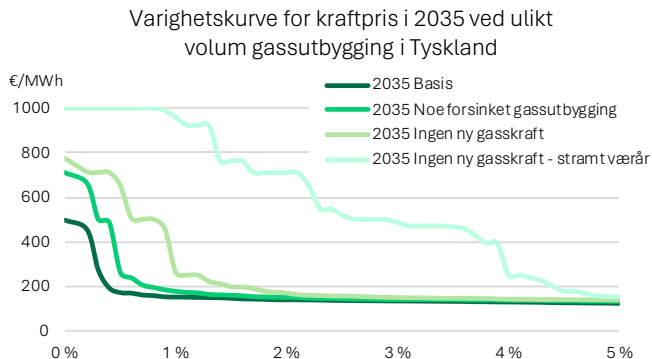


Sensitiviteter: Ny effekt er viktig for prisene neste tiåret

Myndighetene og TSOene legger til rette for at det skal være tilstrekkelig effekt i kraftsystemet for å unngå knapphet i perioder med lite fornybarproduksjon. Det kan likevel være flere grunner til at effekt ikke blir bygd i tide eller nødvendig volum. "Mindre gasskraft" er en sensitivitet der vi har simulert mindre gasskrafteffekt i 2035 på kontinentet. Dette er illustrert i figuren for Tyskland med ulik mengde ny gasskraft.

Om det blir forsinkelser på gasskraftverkene som skal være klar til tidlig 2030-tallet vil dette føre til flere timer hvor forbruk går ut på pris. Om vi antar at det ikke kommer nye gasskraftverk i det hele tatt vil forbruk prisutkoble tre ganger så ofte som i Basis. I modellen skjer dette fra ca. 300 €/MWh.

Dette er for snittet av alle simulerte værår. I enkeltår kan det være kaldt med høyt forbruk og perioder med lite fornybar på vinteren (stramt værår). Uten nok termisk effekt vil da forbruk koble større andel tiden.





4. Norge

– trender og usikkerhet for forbruk og produksjon

➤ Moderat vekst i norsk produksjon er mest sannsynlig

Bred motstand demper potensialet for ny landvind i Norge. Og selv med betydelig økonomisk støtte er det en viss usikkerhet om de pågående havvindprosjektene utenfor Utsira og i Sørliche Nordsjø blir gjennomført. Samtidig viser analysen at en ytterligere utbygging av norsk havvind trolig vil kreve økonomisk støtte. Det samme gjelder også for en eventuell utbygging av kjernekraft. Uten nye politiske vedtak om å gi økonomisk støtte til ny produksjon, blir det dermed trolig lav vekst. En høy vekst er mulig, men vil i alle tilfeller ta tid.

➤ Norsk forbruk vil øke – men vekstpotensialet er svakere enn før

Elektrifisering av transport og datasentre gir en betydelig norsk forbruksvekst. Videre er det stort potensial for ytterligere vekst ved overgang til utslippsfri energi i industri, skip og fly, og ved enda flere datasentre. Usikkerhet i industrien og dyrt hydrogen ligger imidlertid an til å dempe veksten. I tillegg kan lite ny produksjon og dermed høye kraftpriser relativt til andre land bidra til å dempe veksten i forbruket. Våre nye scenarioer for Norge gir et utfallsrom på 20 til 80 TWh vekst i forbruket i analyseperioden – ned fra 50-120 TWh i forrige analyse.

➤ Svakere energibalanse er sannsynlig - overskudd krever mer styring

De neste årene vil forbruket med høy grad av sikkerhet øke mer enn produksjonen. Dette svekker energibalansen i Norge. Hvis Norge skal være sikret et varig overskudd på energibalansen vil dette trolig forutsette en kombinasjon av økt aksept for landvind, økonomisk støtte til ny havvind eller kjernekraft og sterkere styring av veksten i forbruket.





Moderat forbruksvekst og uendret produksjon siste fem år

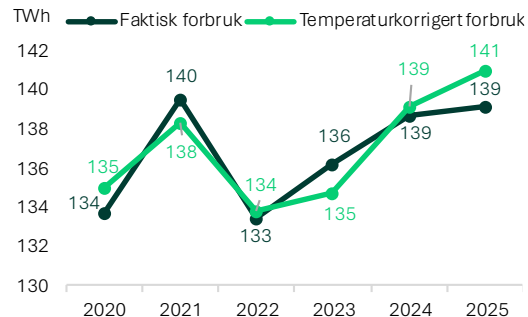
Elektrifisering og datasentre er sterke drivere for vekst i det norske kraftforbruket. De siste årene har imidlertid forbruksveksten vært mye lavere enn hva det store volumet med planer skulle tilsi. Og produksjonsveksten har vært i tilnærmet stillstand etter 2020.

Det er flere årsaker til at forbruksveksten så langt har vært relativt lav. Blant annet ga energikrisen og de høye kraftprisene i 2022 en midlertidig nedgang i det alminnelige forbruket. I tillegg har sterkere konkurranse, høyere kostnader og trolig også en økende usikkerhet om klimapolitikken bidratt til et stort antall utsatte og skrinlagte industriprosjekter.

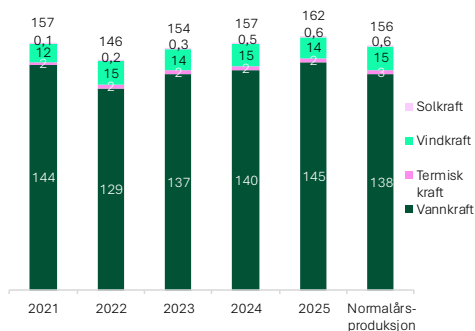
Siden 2022 har det samlede temperaturkorrigerte forbruket økt med ca. 7 TWh. Omtrent halvparten skyldes normalisering av alminnelig forbruk. I tillegg har kraftforbruket til datasentre tredoblet seg til 3,2 TWh, mens forbruket til petroleumsindustrien har økt med nesten 40 % siden 2021.

I perioden 2017-21 ble det bygget ut rundt 4 GW / 15 TWh landvind i Norge. Deretter stoppet utbyggingen helt opp og den installerte produksjonseffekten for all produksjon i Norge har nå vært tilnærmet uendret de siste fem årene. Omtrent 1 GW solkraft er idriftsatt, men med et energibidrag på kun 0,5-1 TWh årlig.

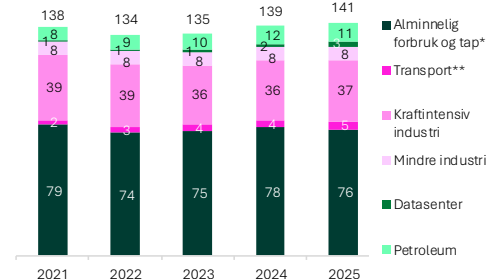
Utvikling faktisk og temperaturkorrigeret forbruk



Observert produksjon (TWh) Norge siste fem år og beregnet normalårsproduksjon



Historisk temperaturkorrigeret forbruk (TWh)



*Temperaturkorrigeret. **Anslag, ikke måleverdi



Moderat vekst i norsk kraftproduksjon er mest sannsynlig

Videre vekst i norsk kraftproduksjonen vil avhenge av flere faktorer:

- Tilgjengelig ressurspotensial og arealtilgang
- Demokratisk støtte til å gjøre naturinngrep
- Utviklingen i norske kraftpriser
- Kostnadsutviklingen på sol-, og vindkraft
- Politisk vilje til å subsidiere ny produksjon
- Veksten i kraftforbruket i Norge, og utviklingen i energibalansen

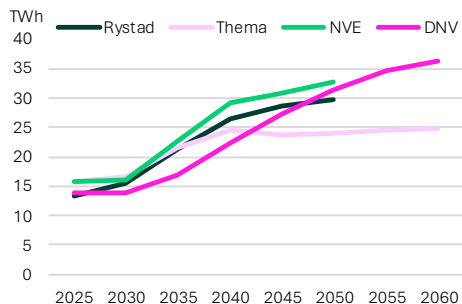
Over analyseperioden er det et stort utfallsrom for hvor mye produksjonen vil vokse, men oppsummert ligger det nå an til å bli lav eller moderat vekst målt i energi det første tiåret. Det er i dag full stopp i utbyggingen av landvind. Og selv om det pågår mye planarbeid og regelverket justeres for å hjelpe til, vil det i alle tilfeller ta tid å snu trenden.

Videre er det nå mer tydelig at kraftprisene i det europeiske markedet vil forbli lavere enn kostnadene ved å bygge ut og drive havvind. En videre utbygging av havvind i Norge vil dermed kreve økonomisk støtte. Det samme gjelder for en eventuell utbygging av kjernekraft. Dette kan skje, men vil kreve nye politiske vedtak.

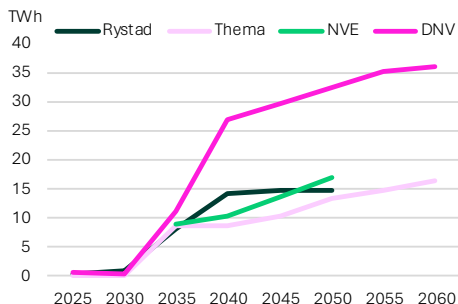
Solkraft har begrenset potensiale i Norge grunnet dårlig ressursgrunnlag og til dels lokal motstand. Lav lønnsomhet som følge av Norgespris har også på kort sikt stoppet utbyggingen hos husholdninger. I tillegg til dette er det et begrenset potensial for ny vannkraft.

I sum tilsier disse forholdene at en lav til moderat vekst i norsk kraftproduksjon er mest sannsynlig.

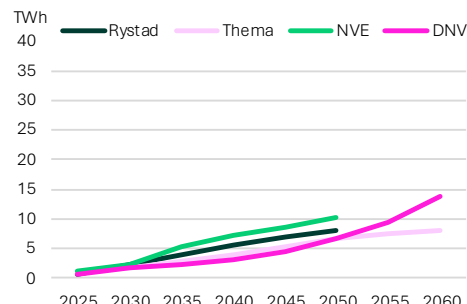
Landvind i Norge



Havvind i Norge



Solkraft i Norge



Høy produksjonsvekst krever trolig betydelig støtte

For den første perioden fram til 2040 kan et realistisk samlet utfallsrom på produksjonsveksten i Norge være 10 – 30 TWh.

- Landvind – null vekst før 2030 og opptil 10-15 TWh til 2040
- Havvind – mellom null og 10 TWh til 2040
- Vann- og solkraft – opptil 10-15 TWh, men mest sannsynlig mindre

Videre til 2060 vil det være teknisk mulig å bygge ut mye mer landvind. Det er imidlertid sterk motstand mot vindkraft på land og dermed er det praktiske potensialet mye mindre.

Havvind har potensial til å gi et stort volum ny produksjon til Norge. Per nå er 1,5 GW på Sørlege Nordsjø 2 tildelt støtte, mens Utsira Nord er i modning mot fremtidig støttekonkurranse. Det er likevel en viss usikkerhet om disse første prosjektene vil bli realisert.

Vår analyse av det europeiske markedet viser at utbyggingen av havvind ellers i Europa mest sannsynlig forutsetter ulike former for økonomisk støtte i hele analyseperioden. Kraftprisene vil ikke bli høye nok til å dekke kostnadene selv om disse går ned, og da må det være en viss støtte for at det skal skje. Ettersom kraftprisene i Norge følger prisnivået i våre naboland vil en videre utbygging av norsk havvind kreve tilsvarende økonomisk støtte. Større havdyp og lengre avstand til land gir i tillegg ekstra høye kostnader for norsk bunnfast havvind. Alternativt kan det bygges hybrid tilkobling både til Norge og et annet land slik at utbyggingen delvis kan finansieres gjennom økt utveksling med andre land.

For flytende havvind er kostnadene enda høyere. Her vil en eventuell videre utbygging i større grad være avhengig av at man får ned kostnadene gjennom teknologisk utvikling. Dette fremstår nå som mindre sannsynlig enn for få år siden. I tillegg vil det være en forutsetning også her at det gis betydelig økonomisk støtte.

Kjernekraft kan gi store volumer ny produksjon. I dag er imidlertid kostnadene for kjernekraft både høye og usikre, og ingen uavhengige eksterne prognoser har lagt til grunn ny norsk kjernekraft. Hvis det skal bygges kjernekraft i Norge vil det etter all sannsynlighet kreve betydelig økonomisk støtte. Lange ledetider innebærer samtidig at det uansett ikke er aktuelt å ha norsk kjernekraft i drift før etter 2040. Dette forsterkes av rapporten fra regjeringens kjernekraftutvalg, som konkluderte med at Norge bør avvente teknologi- og kostnadsutviklingen før det tas stilling til en eventuell satsing på kjernekraft.

Oppsummert kan vi si at en virkelig høy vekst i produksjonen mot 2060, utover anslagsvis 30 TWh, trolig vil måtte komme gjennom utbygging av havvind eller kjernekraft. Dette er mulig, men forutsetter mest sannsynlig både lavere teknologikostnader og at det bevilges økonomisk støtte. For bunnfast havvind vil i tillegg økt politisk støtte til hybride tilkoblinger bidra.

Eksterne analyseselskaper estimerer at produksjonen i Norge øker med 30-60 TWh til 2050. I praksis forutsetter dette både lavere kostnader, vedvarende økonomisk støtte og at det åpnes mer for landvind.

Fornyelser kan gi betydelig mer effekt i regulert vannkraft

Det er lite potensial for å utvikle ny regulerbar vannkraft med store magasiner i Norge da de fleste aktuelle vassdragene er allerede bygget ut, og de gjenværende i stor grad er vernet. Det er imidlertid stort potensial i å øke fleksibiliteten til eksisterende vannkraftverk ved å øke installert effekt og bygge pumpekraft. Dette gir mer effekt og fleksibilitet, men i begrenset grad mer energi.

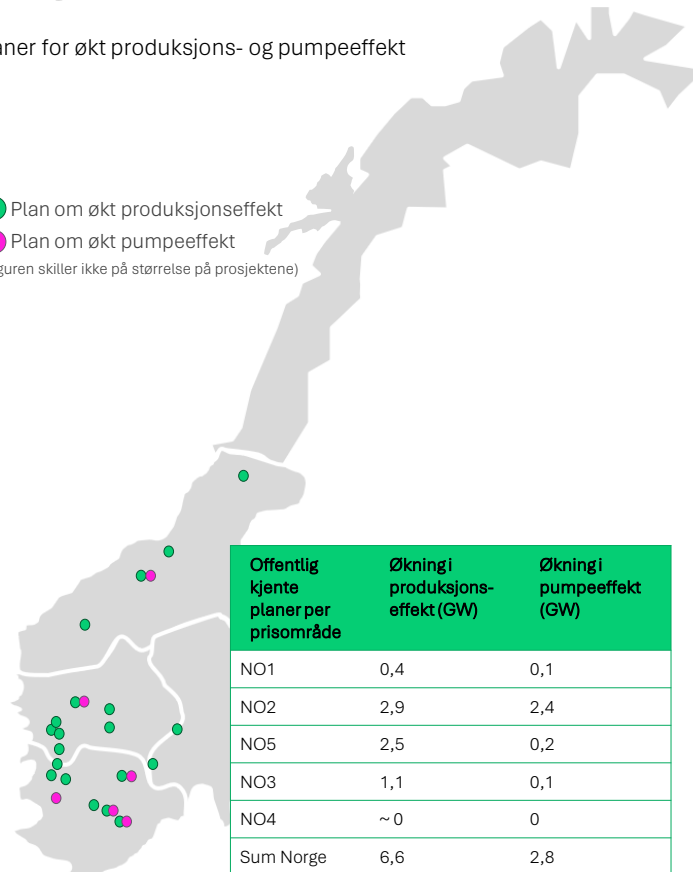
Mange av dagens vannkraftverk nærmer seg nå reinvesteringstidspunkt. En del av disse ble bygget i en tid hvor formålet først og fremst var å forsyne nærliggende industri med stabil kraft. Derfor har mange av kraftverkene lav effekt og lang brukstid med produksjon i mange timer med lave priser. Når kraftverkene skal reinvesteres vil det derfor være rasjonelt å øke den installerte effekten, for å bedre tilpasse seg dagens energisystem og prisstruktur. Økt prisvariasjon og et stort reinvesteringsbehov er derfor viktige drivere for utbygging av mer effekt og pumpekraft i norske vannkraftverk.

Mer produksjonseffekt demper pristopper og pumpeeffekt hever prisen i lavpristimene. I sum gir det mindre prisvariasjon i Norge. Dette gjør også at de timevise prisforskjellene mellom Norge og utlandet øker. Dermed øker også utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene, både i import- og eksportretning. Nettoeksporten påvirkes ikke.

For Norge samlet er det per nå offentlig kjente planer om nesten 7 GW økt produksjonseffekt i vannkraften, og nesten 3 GW økt pumpeeffekt. Det er mest planer i Sør-Norge. Hvor mye som blir realisert er usikkert. Lønnsomheten i prosjektene øker jo høyere prisvariasjon er, samtidig som prosjektene kannibaliserer på hverandres lønnsomhet, ved at hvert enkeltprosjekt som blir realisert bidrar til å dempe prisvariasjonen og dermed også lønnsomheten for de andre. Videre vil trolig prosjekt som er ren reinvestering være lønnsomme basert på kraftprisene alene, mens pumpekraft og helt nye kraftverk i større grad vil være avhengige av noen form for støtte eller ekstrabetaling utover kraftprisen.

Planer for økt produksjons- og pumpeeffekt

● Plan om økt produksjonseffekt
● Plan om økt pumpeeffekt
(figuren skiller ikke på størrelse på prosjektene)



Offentlig kjente planer per prisområde	Økning i produksjonseffekt (GW)	Økning i pumpeeffekt (GW)
NO1	0,4	0,1
NO2	2,9	2,4
NO5	2,5	0,2
NO3	1,1	0,1
NO4	~ 0	0
Sum Norge	6,6	2,8

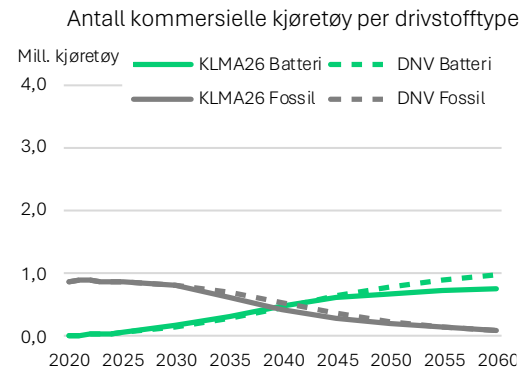
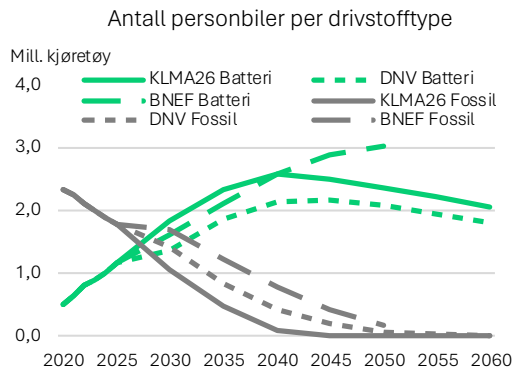
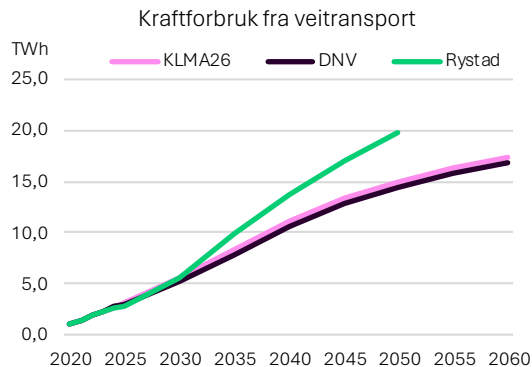
Norsk forbruk – elektrifisering av transport gir stor vekst

Banetransport er omtrent fullelektrifisert og fergetransport er på god vei mot elektrifisering og kan utgjøre ca. 2 TWh. All veitransport forventes også å bli elektrisk de neste tiårene. Utviklingen går allerede raskt innen persontransport. Etter hvert vil også veksten øke innen tunge kommersielle kjøretøy. Samlet forventes kraftforbruket fra veitransporten å kunne nå 12-20 TWh i 2050, avhengig av utviklingen i transportbehovet.

Personbiler består allerede av nær 1/3 batterielektriske kjøretøy og ytterligere 7 % plug-in hybrider. 95 % av nybilsalget i 2025 var batterielektrisk. Fossile personbiler ligger an til å bli faset helt ut mot slutten av 2040-tallet. Økt bruk av bildeling og økt kollektivbruk kan dempe forbruksveksten noe. Avhengig av vekst i antall personbiler vil kraftforbruket fra 2030-tallet kunne ligge mellom 5-9 TWh årlig, opp fra nær 3 TWh i dag.

Kommersielle kjøretøy består av varebiler, lastebiler, busser og traktorer. Nysalget av elektriske varebiler nådde 44 % i 2025. Det forventes at alle nye varebiler vil være elektriske før 2030. Kraftforbruket fra varebiler forventes å ligge mellom 1-1,5 TWh fra 2040.

Allerede i dag er nesten alle nye bybusser elektriske. Totalt utgjør elbusser 58 % av nybussalget. Andelen forventes å vokse slik at kraftforbruk fra busser kan nærme seg 1 TWh i 2060. Nysalget av elektriske lastebiler nådde 17 % i 2025, men utgjør fortsatt kun 4 % av den samlede lastebilparken. Veksten vil fortsette slik at lastebilforbruket kan ligge mellom 2-4 TWh i 2060 avhengig av vekst i antall lastebiler. Elektrifisering av traktorer og anleggsmaskiner vil trolig også gi flere TWh økt forbruk.



Elektrifisering av petroleum gir noe vekst - hydrogen kan gi mer

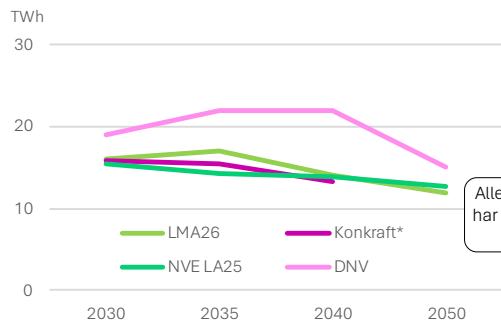
Kraftforbruket til petroleum økte til 12 TWh i 2024, før det ble en liten nedgang drevet av revisjoner og lavere forbruk sommeren 2025. De neste årene blir flere olje- og gassfelt elektrifisert, og det samlede kraftforbruket til petroleum er ventet å øke. Men selv om mye nå er avklart om elektrifiseringen av petroleumssektoren, er det fortsatt en viss usikkerhet om veksten. Høsten 2025 avlyste Equinor elektrifisering av Tampen og Haltenbanken – prosjekter på til sammen 350 MW (2,5-3 TWh) som hadde fått reservert kapasitet av Statnett.

KonKraft* har i sin prognose en økning til rundt 16 TWh på tidlig 2030-tallet for så å avta i takt med levetiden på feltene. DNV forutsetter en høyere vekst og som varer lengre. Usikkerheten mot 2050-60 er betydelig og avhenger av antall nye felt og elektrifisering av disse.

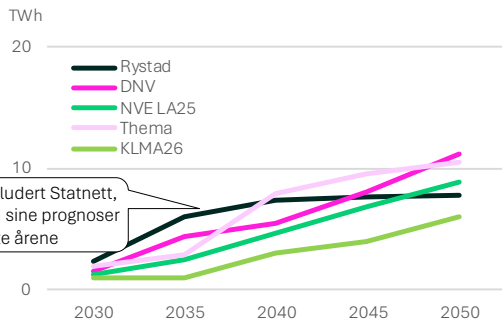
En større produksjon av hydrogen vil være nødvendig for å kutte utslipp i en del industriprosesser og innen skips- og luftfart. Miljødirektoratet skriver i sin rapport Klimatiltak i Norge 2026: Veivalg og utslippsbaner mot 2050 at det med dagens aktivitetsnivå er behov for ca. 17 TWh til produksjon av hydrogen til dette, gitt at alt kommer gjennom elektrolyse i Norge og ikke fra naturgass med CCS. Det er reservert nettkapasitet til om lag 13 TWh nytt hydrogenforbruk.

Mye høyere kostnader enn tidligere ventet har imidlertid gitt svakere vekst for grønt hydrogen enn planlagt både i Europa og globalt. I Norge ser vi samme hovedtrend og flere prosjekter er nå skrinlagt eller har fått tilbaketrukket reservert nettkapasitet på grunn av manglende fremgang. En høy vekst av forbruk til hydrogenproduksjon forutsetter at kostnadene går betydelig ned, og at det bevilges økt økonomisk støtte.

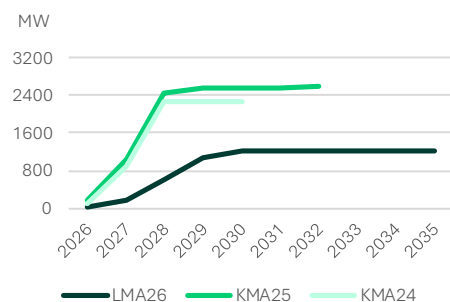
Kraftforbruk til petroleum, ulike kilder



Kraftforbruk til hydrogen, ulike kilder



Utvikling i reservert kapasitet til elektrolyse



*Samarbeidsarena for Offshore Norge, Norsk Industri, Norges Rederiforbund, NHO, LO, Fellesforbundet og Styrke.



Usikkert norsk industriforbruk – med mulighet for nedskalering

Norge har mye elektrifisert industri og industriforbruk. Og til tross for økte kraftpriser er de samlede kraftkostnadene for industrien i Norge fortsatt mer konkurransedyktige enn på kontinentet. Geopolitisk rivalisering, tollmurer og økt konkurranse fra Kina gir imidlertid lignende utfordringer og usikkerhet for norsk industri som ellers i Europa. En økning i den samlede industriaktiviteten har dermed blitt mindre sannsynlig. Et realistisk utfallsrom er trolig et sted mellom å opprettholde og nedskalere.

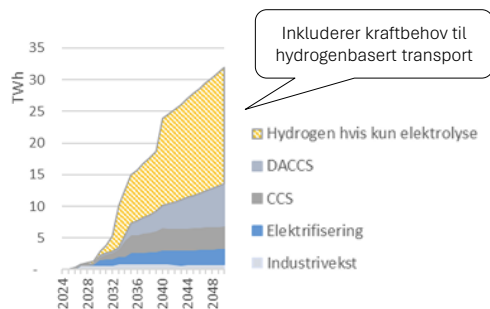
Elektrifisering og eventuell bruk av hydrogen kan gi betydelig vekst i kraftforbruket i industrien, selv om aktivitetsnivået forblir uendret eller går noe ned. De billigste tiltakene er imidlertid ofte gjennomført allerede. Dermed gjenstår det å gjøre større investeringer. Og de siste årene har det blitt færre konkrete og modne planer om denne typen investeringer. Flere prosjekter er lagt på is og har trukket sin reserverte nettkapasitet. Utover

geopolitisk uro og svake markedsutsikter, er trolig usikkerhet om EUs klimamål og kvotemarkedet en årsak til dette. Videre har trolig utsikter til lite ny norsk kraftproduksjon og dyrere hydrogen en viss betydning. Vekst i forbruket til andre næringer enn kraftintensiv industrien (KII), slik som eksempelvis fiskeoppdrett, kan bidra til økt forbruk for industrien i sum.

Det er reservert nettkapasitet til ca. 700 MW økt industriforbruk, men bare en mindre del av dette er til kraftkrevende industri. Resten er ny og annen industri. I tillegg er det om lag samme volum i kapasitetskø. I sum tilsvarer dette 4-8 TWh, avhengig av brukstiden.

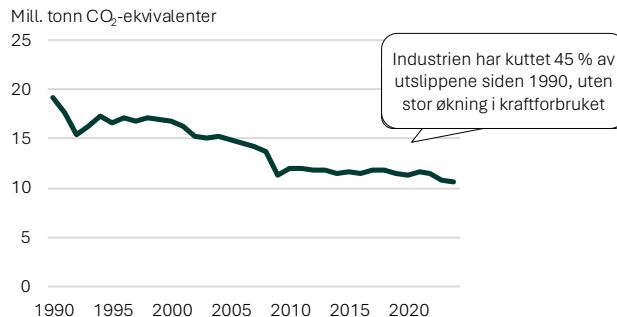
EUs mål om 90 % utslippsreduksjon innen 2040 kan gi så høye kvotepriser at mange vil måtte legge ned hvis det ikke blir gjort investeringer i overgang til utslippsfri energi. Dette kan redusere det samlede industriforbruket, eller så kan konsekvensene bli at EU nedjusterer sine ambisjoner.

Kraftbehov ved nullutslipp ved dagens aktivitetsnivå i industrien



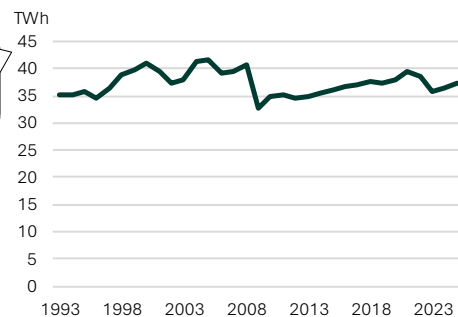
Kilde: Utklipp fra Miljødirektoratet – Klimatiltak i Norge 2026.

Utslipp fra industri og bergverk



Kilde: SSB, 2026

Kraftforbruk kraftkrevende industri



Kilde: SSB, 2026



Datasentre i Norge kan gi høy vekst i forbruket

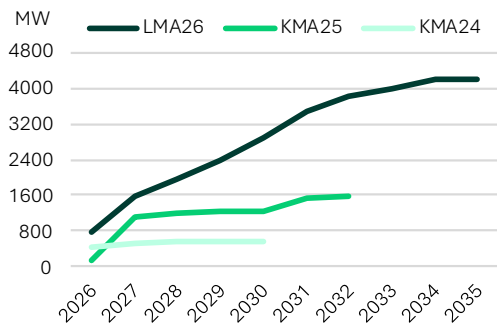
Kraftforbruket til datasentre doblet seg fra 1,6 TWh i 2024 til 3,2 TWh i 2025. I samme periode har det vært en stor økning i reservert kapasitet til datasenter og mange nye aktører som ønsker å knytte seg til nettet. Det er reservert ca. 4200 MW forbruk til datasenter, og ca. 8800 MW er i kapasitetsøk. Hvis alt dette skulle bli realisert vil det i sum gi om lag 80 TWh forbruk til datasentre i Norge.

Politisk stabilitet, kjølig klima, høy fornybarandel og lave kraftpriser og avgifter gjør det attraktivt å etablere datasentre i Norge. I tillegg er det relativt lav nettleie i Norge. Til tross for at det er kø for å få nettilknytning i Norge opplever mange aktører at det er enda vanskeligere i andre land.

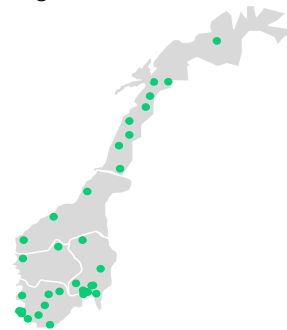
Pågangen fra datasentre er størst i NO1 og NO2, selv om kraftprisene her er høyest i Norge. Her utgjør datasenter over 70 % av reservert kapasitet. Tilgangen på arbeidskraft og fiber teller til fordel for plassering i sør.

Det store volumet med reservert kapasitet til datasentre tilsier en stor vekst i forbruket. Rask bygging av datasentrene som har reservert kapasitet, trekker også i retning av høy vekst. Samtidig er det som vi forklarer i kapittel 2, om Europa, mye usikkerhet knyttet til både lønnsomheten og behovet. Hvis etterspørselen etter kunstig intelligens ikke øker like mye som aktørene selv legger opp til, vil kraftetterspørselen kunne bli betraktelig lavere. DNV har to prognosebaner frem til 2050, én med og én uten kunstig intelligens. I sistnevnte øker forbruket til 6-7 TWh i 2050. Dette illustrerer at AI utgjør en stor andel av den mulige veksten.

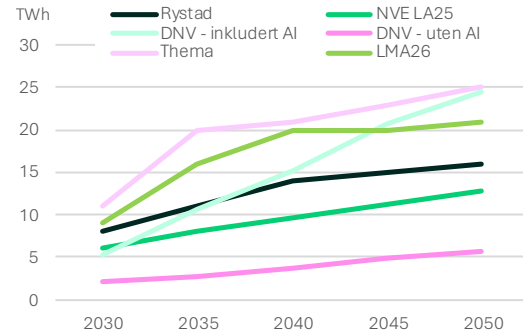
Lastprognose for reservert forbruk til datasenter



Plassering reservert forbruk datasenter



Ulike prognoser for kraftforbruket til datasenter



Høy norsk forbruksvekst krever mer norsk produksjon

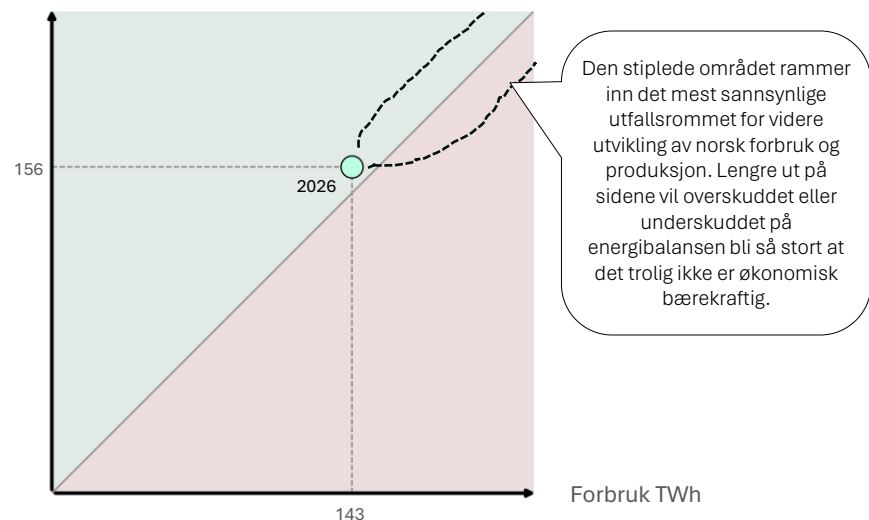
Vi har i tidligere markedsanalyser vist at en høy vekst i forbruket vil være avhengig av at det samtidig bygges ut mye ny produksjon målt i energi. Dette påvirker hva som er mulige utviklingsbaner for norsk forbruk.

Dersom kraftforbruket vokser mer enn kraftproduksjonen, vil overskuddet i den gjennomsnittlige energibalansen bli mindre. Da beveger vi oss mot eller over i det rosa området i figuren til høyre. Dette innebærer at Norge i snitt vil ha færre og kortere perioder med nettoeksport og stadig flere og lengre perioder med nettoimport. I et slikt scenario vil vannkraftprodusentene automatisk verdsette og by inn sin produksjon til gradvis høyere priser. Resultatet blir at kraftprisene i Norge heves relativt til prisene i våre naboland slik at det blir nettoimport og en fortsatt sikker magasindisponering, der man unngår å gå tom for vann før snøsmeltingen begynner.

Oppsummert innebærer dette at en videre vekst i forbruket utover det som kommer de første årene, vil være avhengig av at det også bygges ut tilsvarende volumer ny produksjon målt i energi. Hvis ikke vil prisene i Norge bli så høye sammenlignet med i andre land, at forbruket likevel ikke stiger. Datasentre med høy betalingsvilje kan fortsatt komme inn, men vil da i økende grad skyve ut andre forbrukere med lavere betalingsevne slik at nettoveksten i forbruket holdes nede.

Vi vet ikke hvor mye høyere prisene kan være i Norge enn i andre land, før den samlede forbruksveksten stopper opp. Det er samtidig de samlede kostnadene, inkludert nettleie og avgifter, som vil være avgjørende. Og disse er relativt lave i Norge. Dette tilsier at forbrukerne kan tåle et visst underskudd og noe høyere priser før forbruksveksten bøyer av. Lave kraftpriser i mye av tiden ellers i Europa kan også gjøre at det blir mer økonomisk bærekraftig å ha en viss nettoimport til Norge.

Produksjon i normalt værår, TWh



Hovedbilde for Norge – vekstpotensialet er svakere enn før

Forbruket i Norge vil utvilsomt øke. Elektrifiseringen av veitransporten og datasentre gir en rimelig sikker vekst på minimum 20-30 TWh i løpet av analyseperioden. Så er det i tillegg et stort teoretisk potensial for ytterligere vekst. Vi har tidligere estimert at full elektrifisering av dagens energibruk i industrien kan gi en vekst i kraftforbruket på rundt 8-10 TWh, og opp mot 20 TWh ved å inkludere hydrogen i prosesser som ikke kan elektrifiseres. Nullutslipp i luft- og sjøtransportsektoren kan teoretisk trenge 10-15 TWh kraft, til direkte elektrifisering og til produksjon av hydrogen og E-fuel. I tillegg kan det bli ytterligere vekst i ny industri og datasentre. I sum kan dette gi en vekst i forbruket på 80-100 TWh fra i dag.

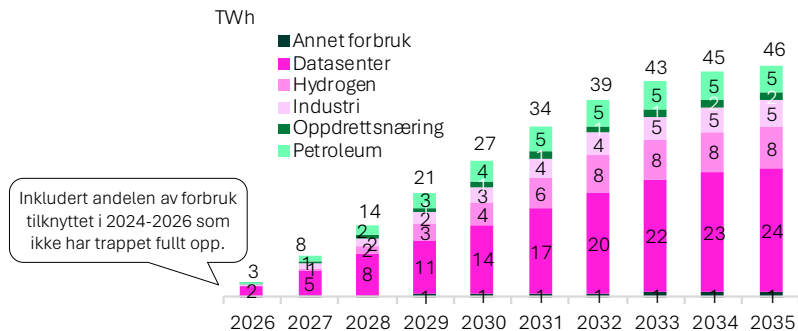
En så høy vekst virker imidlertid å være mindre sannsynlig enn tidligere. Viktige årsaker til dette er økt usikkerhet om europeisk industri, høye kostnader for hydrogen, mer usikkerhet om kvotemarkedet og per nå

lite politisk støtte til ulike grep som støtter vekst i industriforbruket. I tillegg er det per nå lav folkelig aksept for landvind, og lavere kraftpriser enn kostnader for ny havvind og kjernekraft. Uten en mer utvidet norsk offentlig økonomisk støtte vil produksjonsveksten mest sannsynlig forbli lav eller moderat. Dette bidrar til å dempe forbruksveksten.

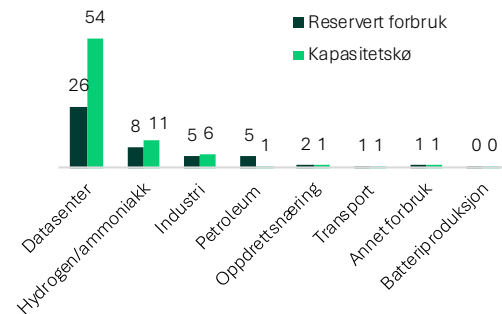
En høyere vekst i både forbruk og produksjon vil kreve endringer i norsk energi og næringspolitikk. Dette kan skje, men vil i alle tilfeller ta tid.

Sterke økonomiske drivkrefter tilsier at vi får en energibalanse rundt null i Norge. Et litt større og varig overskudd krever endret politikk med mer økonomisk støtte til ny produksjon og at myndighetene begrenser etableringen av nytt forbruk. Uten ytterligere endringer i politikken er det mulig at Norge over tid kan få et varig energiunderskudd. Samtidig er det også tydelig at et slikt underskudd ikke vil kunne bli for stort.

Reservert forbruk (TWh), hensyntatt opptapping og brukstid



Reservert forbruk og forbruk i kapasitetskø (TWh), hensyntatt brukstid





5. Norge - scenarier og hovedresultater

➤ Snittprisene i Norge blir lavere og mer like – stort utfallsrom

Snittprisene i Sør og Midt-Norge reduseres de første årene til rundt 40-45 €/MWh i et scenario med Medium forbruk og produksjon i Norge og en europeisk markedsutvikling som i Basis. Hovedårsaken er lavere priser i naboland. De viktigste usikkerhetsfaktorene for norske snittpriser er prisutviklingen i våre naboland og energibalansen i Norge. Med våre oppdaterte scenarier gir dette et utfallsrom mellom 30 og 70 €/MWh fra 2030 og utover.

➤ Et varig underskudd på norsk energibalanse er et mulig scenario

I et av hovedscenarioene for Norge blir det et underskudd på 20 TWh i den norske energibalansen fra 2035 og utover. Dette gir høyere priser i Norge enn i naboland. I et scenario med lave priser i naboland kan imidlertid dette likevel være økonomisk bærekraftig. Scenarioet viser samtidig økt grad av energiknapphet i tørrår. Og markedsmessig er det vanskelig å se for seg at Norge kan håndtere et underskudd som i sum er større enn 20-25 TWh.

➤ Klart behov for forsterkninger i transportkanalene og høy nytte av utenlandshandel

Den nye analysen bekrefter at det vil være behov for prioriterte forsterkninger i transportkanalene, både i scenarier med høy og lav vekst i forbruk og produksjon i Norge. Store prisforskjeller med andre land gir samtidig høy samfunnsøkonomisk nytte fra utenlandshandelen. Flaskehalsinntektene reduserer nettleien.

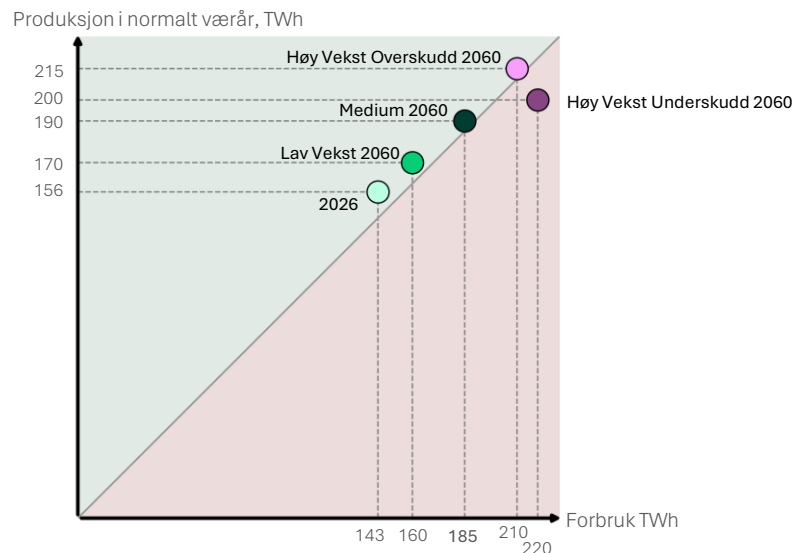
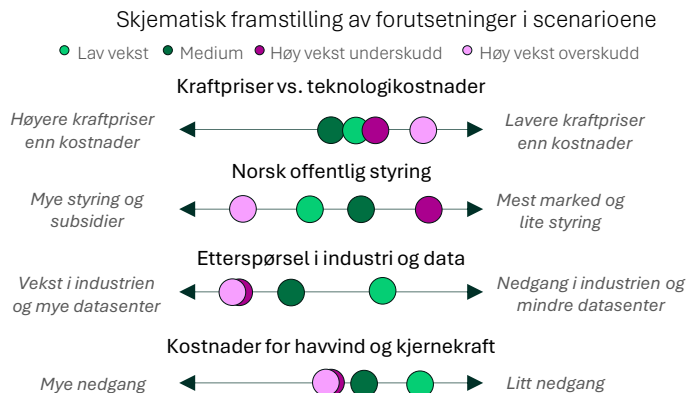


Vi har fire hovedscenarier for norsk forbruk og produksjon

På de følgende sidene beskriver vi forutsetninger og logikken i fire hovedscenarier for markeds- og systemutviklingen i Norge. Disse skisserer et realistisk og relevant utfallsrom for utviklingen av forbruk, produksjon og behovet for nett på overordnet nivå. De viser til dels også virkningen av ulik energipolitikk i Norge. Scenariene for Norge henger sammen med utviklingen ellers i det europeiske markedet. I beskrivelsen drøfter vi hvilke av scenariene for den europeiske markedsutviklingen som best passer sammen med det aktuelle scenarioet for Norge.

Heretter, dersom scenario for europeisk markedsutvikling ikke er spesifisert sammen med vekstscenarioet, refererer vi til Basis.

For å gi en oversikt over hva vi forutsetter om sentrale usikkerhetsfaktorer i hvert scenario, bruker vi samme skjematiske fremstilling som for de europeiske scenarioene. Plasseringen av kulene angir omtrent hvor på skalaen mellom ytterpunktene vi forutsetter at vi er på den enkelte faktor i det aktuelle scenarioet. Til høyre er en skisse som viser forbruk og produksjon i et normalt år i dag og i de fire scenarioene.



Vi legger til grunn planlagt nett i alle scenarioer

Analyseforutsetninger mot 2035

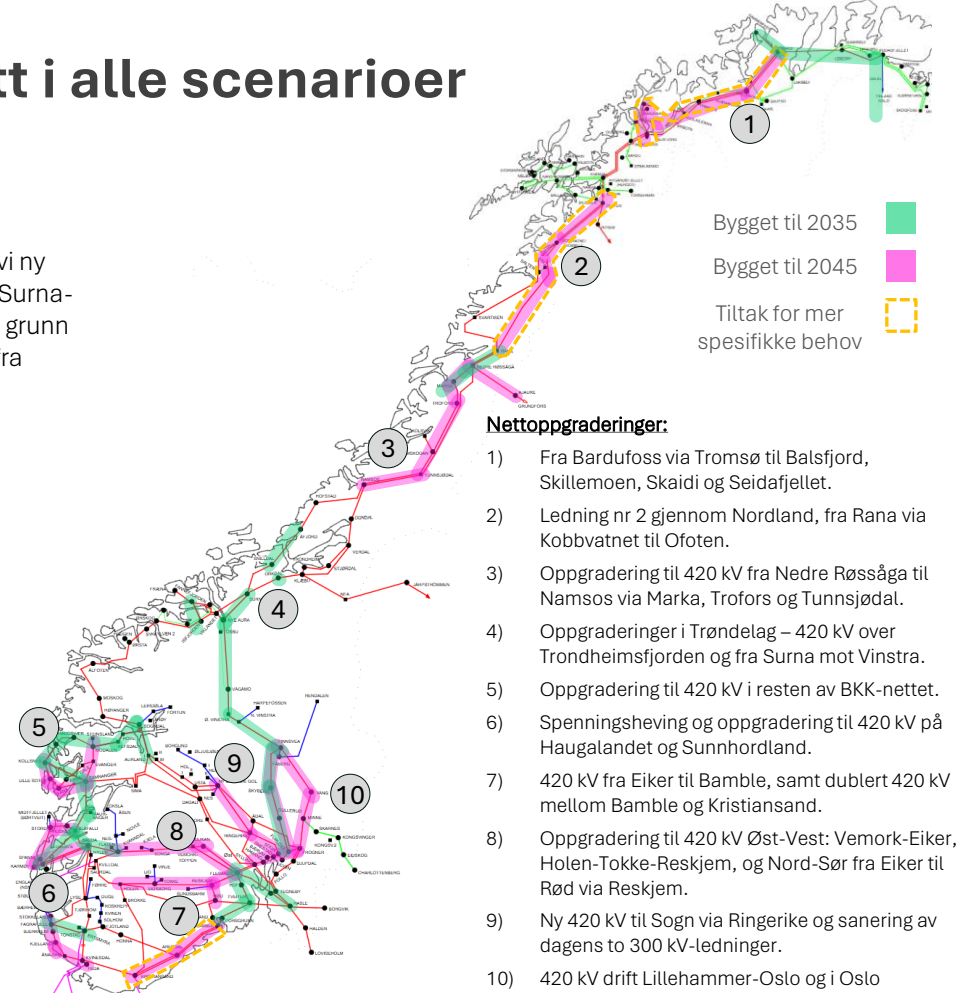
I Nord-Norge legger vi til grunn ny 420 kV ledning fra Skillemoen til Varangerbotn, samt en styringsenhet på ledningen mot Finland (1). Vi forsterker også med ny 420 kV mellom Rana og Marka. I Trøndelag har vi ny stasjon i Orkdal, ny 420 kV ledning over Trondheimsfjorden og mellom Surna-Aura, samt spenningsoppgradering sørover mot Vinstra (4). Vi legger til grunn gjennomgående 420 kV på Vestlandet med spenningsoppgraderinger fra Sogndal til Sauda, inkludert oppgraderinger i Bergensområdet og på Haugalandet (5)(6). Videre er nettet mellom Østlandet og Sørlandet oppgradert til 420 kV mellom Bamble og Flesaker (7).

Analyseforutsetninger på lang sikt

Områdeplanene fra 2025 definerer målnettene på lang sikt. Det inkluderer en rekke store oppgraderinger i Nord-Norge (1)(2)(3), inkludert spenningsoppgradering mellom Helgeland og Sverige. I tillegg ferdigstilles oppgraderingene mellom Lillehammer og Oslo (10), nettet øst-vest i Sør-Norge oppgraderes (8), og nettet forsterkes med flere oppgraderinger på Vestlandet (5)(6) og Sørlandet (6)(7).

Tiltak markert med stiplet linje i kartet ligger også i målnettene, men er knyttet til spesifikke behov som for eksempel stor forbruksvekst i Nord-Norge eller havvind på Sørlandet.

Oversikt over planlagte netttiltak finnes i Systemutviklingsplanen og Områdeplanene. Vedlegget viser oversikt over hvilke netttiltak som er tillagt ulike analyseår som analyseforutsetninger.



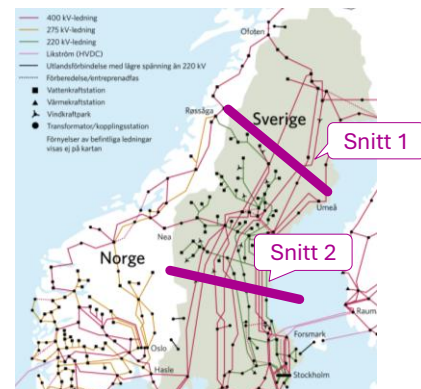
Utvekslingskapasitet med andre land og i Sverige

Norge og Sverige er nært knyttet sammen i et masket nett med fire vekselstrømsforbindelser. Vi modellerer kapasiteten på disse med mange ulike kombinasjonssnitt som hensyntar N-1 drift. Ved intakt nett gir dette en samlet realisert kapasitet mellom Norge og Sverige på 3500 til 4500 MW, avhengig av produksjons og forbruksfordelingen. I Sør-Norge har vi i tillegg likestrømskabler til Danmark, Tyskland, Nederland og UK. Samlet kapasitet på disse ved full utnyttelse er 5300 MW.

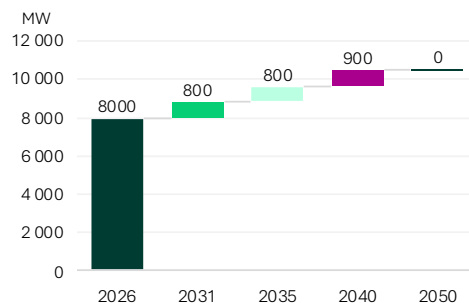
I perioden fram til 2060 kan den samlede kapasiteten med andre land både bli høyere og lavere enn i dag. I hovedscenariene legger vi imidlertid til grunn at overføringskapasiteten i hovedsak holder seg på dagens nivå. Vi forutsetter at de to eldste kablene til Danmark blir reinvestert (SK12), men at kapasiteten til Danmark synker til 1200 MW når Skagerrak 3 når slutten av sin levetid rundt 2040. Utover dette legger vi til grunn at dagens 220 kV ledning mellom Helgeland og Sverige erstattes med en ny på 420 kV fra og med scenarioene for 2040. Det gir en økning i realisert kapasitet på rundt 500-700 MW mellom Nord-Norge og Sverige.

Ut over dette forutsetter vi at det bygges en havvindpark med hybrid tilkobling i Sørlige Nordsjø i scenarioene Høy Vekst Overskudd og Høy Vekst Underskudd. Dette øker den samlede utvekslingskapasiteten fra Sør-Norge med 1400 MW sammenliknet med scenario Medium.

Nettet nord-sør i Sverige påvirker prisforskjeller og flaskehalser i Norge. Her legger vi til grunn Svenska Kraftnäs planlagte nettoppgraderinger de neste 15 årene. Disse øker den realiserste kapasiteten på snitt 2 fra 8000 MW i 2026 til 10 500 MW i 2040. For snitt 1 mellom SE1 og SE2 forutsetter vi en kapasitet på 3300 MW gjennom hele analyseperioden. Mellom SE3 og SE4 forutsetter vi 6200 MW sørover og 2800 MW nordover.



Økning i kapasitet på snitt 2 i Sverige



Scenarier for Norge - Medium

Scenarioet Medium skisserer en middels utviklingsbane for det norske kraftsystemet. Forbruket øker netto med 42 TWh til 185 TWh i 2060.

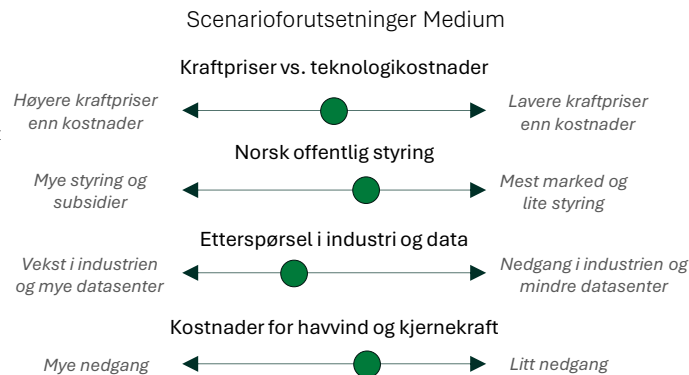
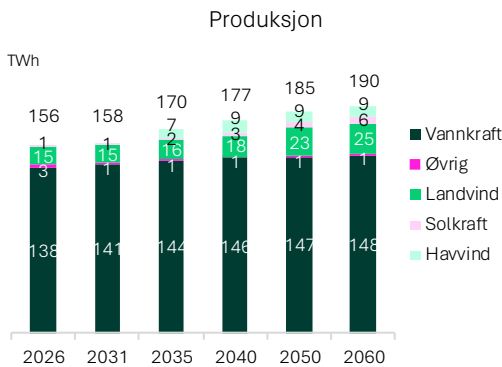
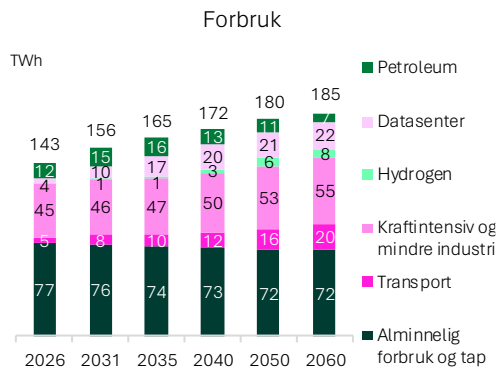
Veitransporten blir elektrifisert fullt ut og det blir også en viss produksjon av hydrogen til norsk bruk i skipsfart, flytrafikk og industri. Norges samlede utslipp går imidlertid ikke helt til null. I scenarioet er det en betydelig vekst i datasenterforbruket, men langt fra alt som er planlagt blir realisert. I deler av industrien gir elektrifisering økt forbruk, men mye av dette utlignes av nedgang i andre deler. I sum gir dette moderat vekst i industriforbruket.

Vi forutsetter at det blir aksept for å bygge ut i alt 10 TWh mer landvind i Norge i Medium. Samtidig legger vi til grunn at dagens vindkraft får konsesjon til å fornye driften i dagens anlegg. I tillegg kommer det 10 TWh økt vannkraft, 5 TWh solkraft og 9 TWh havvind. Sammen med noe økt tilsig til vannkraften gir dette en samlet årsproduksjon på 190 TWh i 2060.

I scenarioet legger vi til grunn at det bygges ut 4 GW økt effekt i eksisterende vannkraftverk. Av dette kommer 1,2 GW til 2035 og resten fra 2040.

Medium er trolig mest konsistent med en europeisk markedsutvikling som i Basis eller Lavpris. Dette gir relativt lave kraftpriser og lav lønnsomhet av ny produksjon. Vi legger likevel til grunn at utbyggingen av landvind, vannkraft og solkraft skjer ut fra lønnsomhet i markedet. Utbyggingen av havvind er imidlertid avhengig av økonomisk støtte for å kunne bli realisert. Her forutsetter vi at Sørlege Nordsjø fase 1 og Utsira gjennomføres som planlagt.

I scenarioet videreføres dagens energipolitikk, og markedet styrer mye av utviklingen. Planlagt havvind får støtte, men det kommer ikke mer etter dette. Vi antar at det i Medium kommer en viss form for begrensninger for datasentre og at støtte og krav til enøk videreføres. I sum begrenser dette veksten i forbruket noe. Energibalansen holder seg svakt positiv helt til 2060.



Medium - regionale energibalanser og variasjon mellom værår

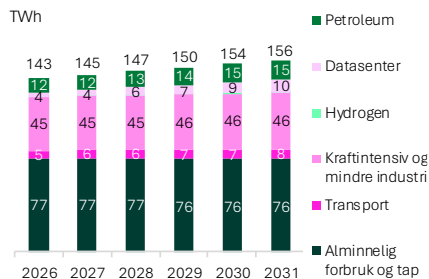
Det er i dag reservert nettkapasitet til mer forbruk i Sør-Norge enn i resten av landet. Kombinert med planlagte havvindprosjekter, noe mer sol og landvind og utsikter til lavere priser på kontinentet, vil det trolig bli større forbruksvekst i Sør-Norge enn lengre nord. I Medium er derfor veksten høyest i denne delen av landet. Energibalansen i Sør-Norge blir svakere men holder seg positiv i scenarioet, godt hjulpet av 9 TWh havvind.

I Midt-Norge øker både forbruket og produksjonen i dette scenarioet. Det gjør at den regionale energibalansen er relativt stabil over tid.

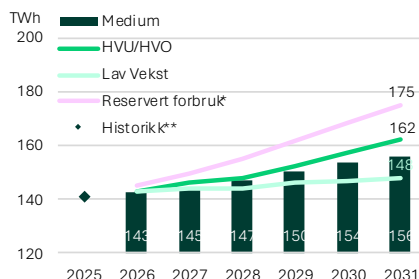
Nord-Norge (NO4) har i dag om lag 7 TWh i energioverskudd i et normalår. Vekst i industri, elektrifisering av Melkøya og datasenterforbruk reduserer overskuddet til 2 TWh i løpet av de første fem årene i Medium. Utover fra 2035 legger vi til grunn at lokal landvind (900 MW/3,5 TWh) gir like stor vekst i produksjonen som forbruket. Dermed holder overskuddet seg.

Det er store variasjoner i tilsiget til vannkraften i Norge. I våre simuleringer varierer det nyttbare tilsiget med 75 TWh mellom det våteste og tørreste året i de 29 historiske værårene vi bruker. Innenfor kortere perioder og sesonger er det enda større prosentvis variasjoner. I tillegg kommer variasjoner i produksjonen fra vindkraften, som til en viss grad korrelerer med variasjonene i tilsiget. I sum gir dette et stort utfallsrom for energibalansen per region og for Norge samlet. Og siden hele den norske produksjonen er væravhengig, gir dette store variasjoner i utvekslingen med utlandet. Mye av variasjonene i energitilførselen jevnnes ut med magasinene, men dette er ikke nok til å få utnyttet hele tilsiget i våte år og dekke forbruket i tørre år. Selv med dagens overskudd vil Norge ha behov for nettoimport i tørre år for å dekke forbruket. En svakere energibalanse slik vi har i Medium gir mindre flyt ut i våte år og mer inn i tørre år.

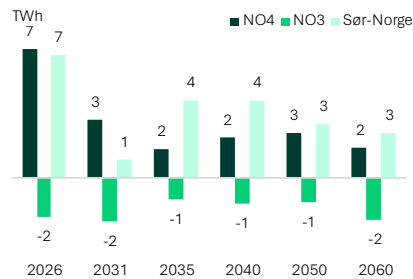
Forbruk i Medium frem til 2031



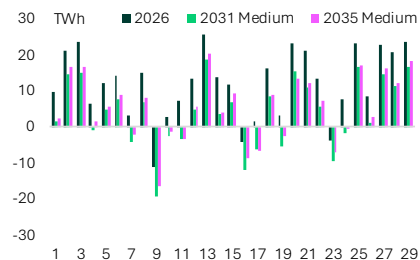
Forbruk i ulike scenarioer frem til 2031



Regional energibalanse i Medium



Samlet netto utveksling mellom Sør-Norge og andre land i alle simulerte værår



*Hensyntatt brukstid og opptrappingsplaner fra aktørene.

** Temperaturkorrigert og inkludert solkraft bak måleren.

Snittprisene i Norge blir lavere og mer like i Medium-Basis

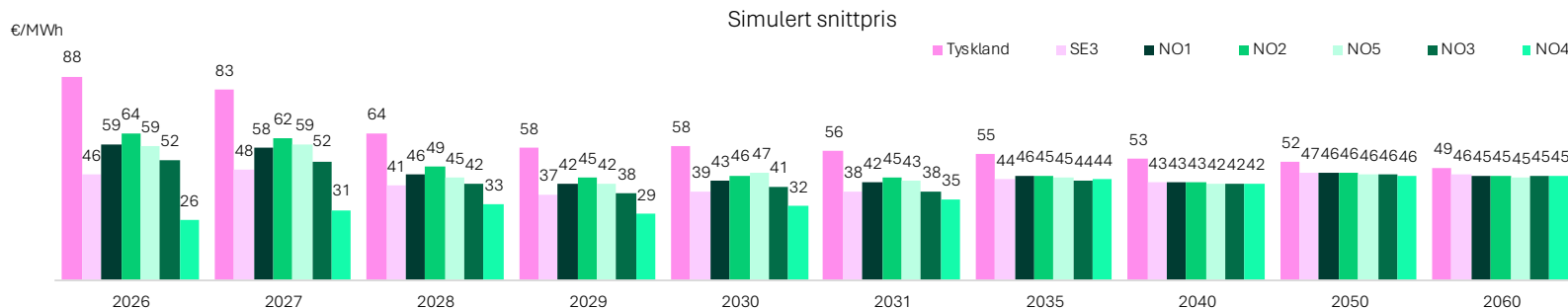
I Sør og Midt-Norge (NO1, NO2, NO3 og NO5) reduseres snittprisene når vi kombinerer scenarioet Medium for Norge og Basis for Europa. Prisene reduseres mest de første årene. Årsaken er lavere priser på kontinentet og i UK drevet av lavere gasspriser og mer fornybar energi og fleksibilitet. Isolert sett gir en svakere norsk energibalanse økte priser i Norge sammenlignet med våre naboland. Nedgangen drevet av lavere priser i naboland er imidlertid større. Dermed reduseres prisene i sum.

Snittprisene i Norge holder seg på et lavere nivå enn på kontinentet. Hovedgrunnen er at prisene er betydelig lavere i timer med høye priser i Europa i perioden fra september til mars. Da setter kraftverk med høye marginalkostnader prisene i Europa, mens magasinkraftverk med lavere vannverdier setter prisen i Norge. Modellen underdriver imidlertid antall timer det blir priskobling mellom Norge og Europa når prisene er høye, da den overdriver den tilgjengelige effekten i den nordiske vannkraften. I virkelighet vil derfor prisene ligge noe nærmere europeiske i vinterhalvåret.

I tillegg er det betydelig nettoeksport fra Norge om sommeren, spesielt i våte år. Sammen med at prisene i Norge følger europeiske priser ned i enkelt timer med ekstra lave priser, gir dette lavere snittpriser i Norge om sommeren.

De siste årene har prisene i Nord-Norge (NO4) og til dels NO3 vært lave. Hovedårsaken til dette er utbyggingen av vindkraft nord for Dovre og i Nord-Sverige, uten tilsvarende vekst i forbruket. Dette har gitt et mye større energioverskudd som må overføres sørover. I lange perioder har dette gitt store flaskehalser. Samtidig har historisk høye priser på kontinentet bidratt til å forsterke prisforskjellene.

I Medium/Basis får vi gradvis høyere snittpriser i Nord-Norge. Mer lokalt forbruk og mindre energioverskudd er hovedårsaken til dette. Økt nettkapasitet og mindre flaskehalser i Sverige bidrar også. I sum innebærer dette at snittprisene blir mer like i hele landet det neste tiåret i dette scenarioet. Deretter holder de seg rundt 45 €/MWh helt til 2060.

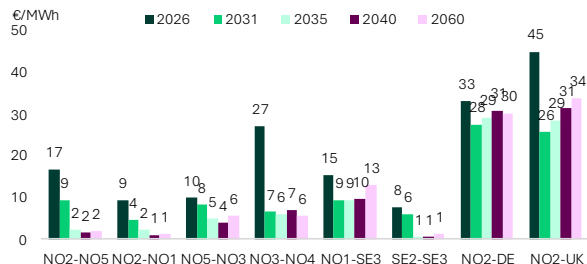


Medium-Basis gir lave prisforskjeller internt og høye til utlandet

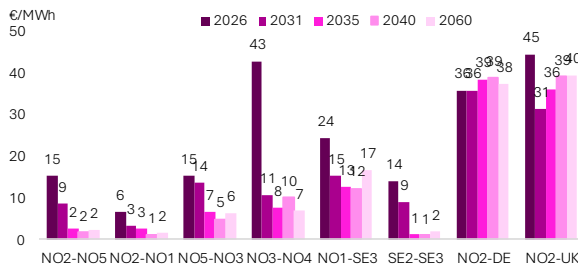
Med mer like snittpriser får vi også mer like priser time for time i snitt, slik figurene under viser. Dette gjelder særlig mellom Nord-Norge (NO4) og Midt-Norge (NO3). Vi ser likevel at det på lang sikt blir værende en moderat gjennomsnittlig prisforskjell time for time i Medium-Basis. Dette gjelder særlig mellom Midt og Sør-Norge, i figuren vist med prisforskjellen mellom budområdene NO3 og NO5. Det at det trolig vil være en viss gjenværende flaskehals her også etter oppgraderingen til 420 kV mellom Sunndalsøra og Oslo er det samme som vi har vist i tidligere analyser, blant annet i Analyse av Transportkanaler 2025.

På mellomlandsforbindelsene til UK, kontinentet og Danmark gir Medium-Basis vedvarende høye prisforskjeller time for time ut hele analyseperioden. Dette til tross for at snittprisene på hver side av kablene etter hvert blir mye mer like enn de har vært de siste årene. Høy kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i UK er hovedårsaken til de høye prisforskjellene time for time på kablene. Vi ser det samme på ledningene til Sverige, selv om prisforskjellene her er en del lavere enn til kontinentet og UK. Som vi kommer tilbake til gir dette vedvarende høy samfunnsøkonomisk nytte av handelen med utlandet.

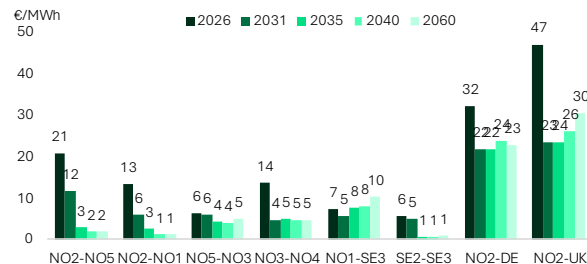
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell
- hele året



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell
- vinter



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell
- sommer

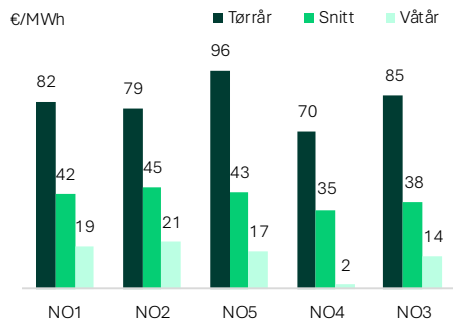


Medium – stor forskjell i snittpris mellom værår og sesonger

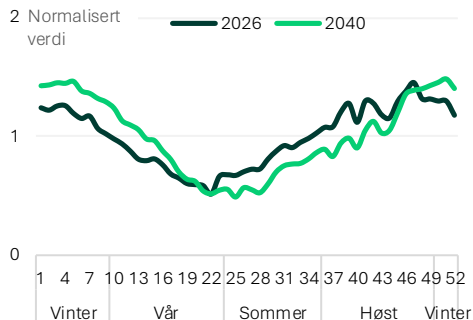
I alle scenarioer gir variasjoner i nedbør, sol og vind et stort utfallsrom i norske snittpriser mellom ulike historiske værår. Høy prisvariasjon i alle naboland forsterker prisvirkningene av variasjoner i været på norsk side. I tørrår må vannverdiene og prisene i Norge opp til og over prisenivået gitt av gasskraftverk for å få høy nok import. I år med mye tilsig må prisene under nivået gitt av batterier og annen fleksibilitet for å få solgt overskuddet.

Sesongvariasjonene i snittprisene i Norge forsterkes av en enda mer tydelig sesongvariasjon i prisene i det europeiske markedet. På sommeren er prisene i våre naboland i stadig lengre perioder svært lave, drevet av mye solkraft og store volumer batterier. Dette presser ned prisene også i Norge. Det at Norge har mye uregulert elvekraft og lavt forbruk på sommeren forsterker prisnedgangen ytterligere. På vinteren gir behovet for å kjøre gasskraft mye høyere priser, og da følger prisene opp også i Norge.

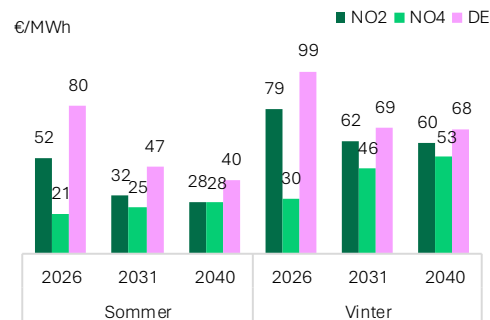
Gjennomsnittspris 2031 i ulike værår for Medium-Basis



Normalisert ukensnitt gjennom året i NO2 for Medium-Basis



Simulert snittpris for sommer og vinter for Medium/Basis



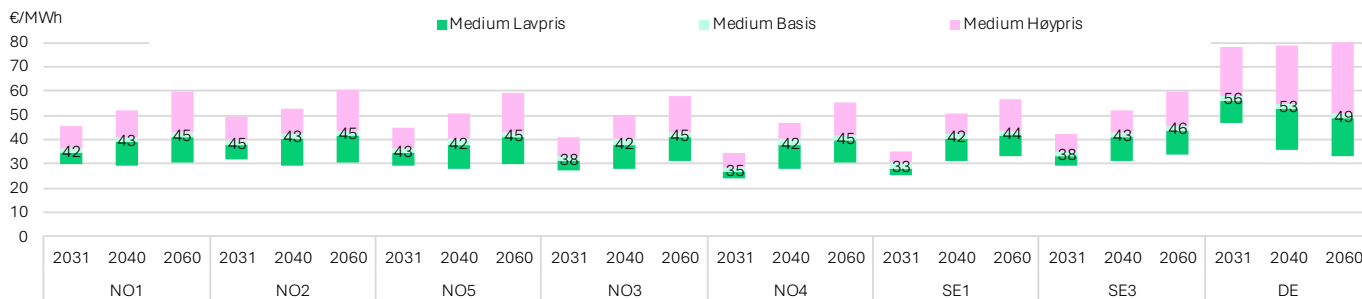
Medium kombinert med ulike markedsscenarier i Europa

De viktigste usikkerhetsfaktorene for de norske gjennomsnittlige kraftprisene er prisutviklingen i våre naboland, energibalansene lokalt og nasjonalt, og variasjoner i været. I figurene under viser vi effekten i Medium av å simulere med våre tre scenarier for markedsutviklingen ellers i Europa. I datasettene for 2060 gir dette alene et utfallsrom i snittprisene på rundt 25 €/MWh i Sør-Norge. I Nord-Norge gir flaskehalser i nettet at effekten blir svakere de første årene. På lang sikt gir imidlertid den økte nettkapasiteten i målnettet og reduksjon i overskuddet i Nord-Norge at Høypris og Lavpris har omtrent samme virkning på prisene i Nord-Norge som ellers i landet.

Prisene i Sør-Norge påvirkes mer av ulike prisnivå på kontinentet. I Nord-Norge holdes prisene lave av overskuddet på energibalansen, flaskehalser sørover og at prisene i Sverige er lavere enn på kontinentet i alle scenarier. Fra 2040 og utover er de simulerte snittprisene omtrent på samme nivå i hele landet med Høypris og Lavpris. Dette reflekterer at det da er mindre flaskehalser nord-sør.

De første årene påvirker de europeiske scenarioene hvor store forskjellene blir i snittprisene internt i Norge. Ved Lavpris får vi mindre forskjell i prisene mens de forsterkes noe når vi simulerer Medium med Høypris, der oppsiden er større.

Utfallsrom for snittpris, Medium vekst med Høypris og Lavpris



Scenario Lav Vekst (LV) i Norge

I scenarioet Lav Vekst bidrar flere faktorer i samspill til en vesentlig lavere vekst i både forbruk og produksjon enn i Medium. Forbruket øker i dette scenarioet med bare 20 TWh i perioden til 2060. Mindre etterspørsel fra datasentre og nedgang i kraftintensiv industri bidrar til dette. Den lave veksten forsterkes ytterligere ved at myndighetene i større grad begrenser veksten innen datasentre og i større grad satser på enøk. Lite tilgang på ny produksjon bidrar også til den lave forbruksveksten.

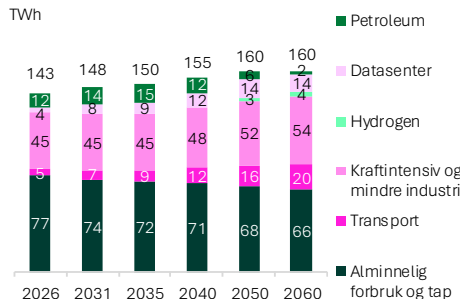
I Lav Vekst øker produksjonen med bare 13 TWh til 170 TWh i 2060. Her antar vi at planlagt havvind i Sørlege Nordsjø og Utsira blir skrinlagt. Motstand mot landvind gjør at minst én eksisterende vindkraftpark blir fjernet. Sammen med litt nybygging gir dette en nettovekst på 4 TWh landvind. Samlet vekst i vann- og solkraft er på 10 TWh.

I Lav Vekst har Norge fortsatt et energioverskudd på 10 TWh i 2060. Også effektbalansen forblir positiv gjennom at det bygges ut 2 GW økt effekt i eksisterende vannkraftverk. Av dette kommer 0,6 GW til 2035 og resten fra 2040 og utover.

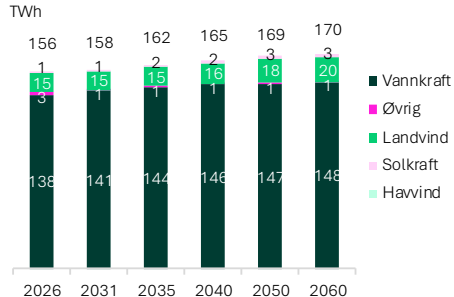
I Lav Vekst når ikke Norge sine klimamål, men kommer langt og er på nivå med Europa i utslipp per innbygger. Det blir ikke innført noen ekstra tiltak for å unngå nedleggelser i eksisterende industri.

Dette scenarioet kan passe med alle våre tre scenarioer for markedsutviklingen ellers i Europa. Vi mener imidlertid det er mest kompatibelt med utviklingen i scenarioet Høypris.

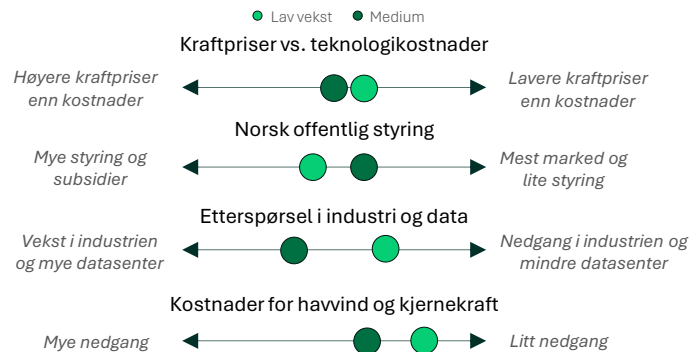
Forbruk i Lav Vekst



Produksjon i Lav Vekst



Scenarioforutsetninger



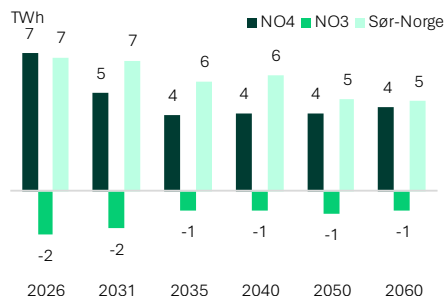
Lav Vekst – Nedgang i dagens forbruk gir rom for nytt forbruk

I Lav Vekst fører lav vekst i forbruket til at dagens overskudd på energibalansen synker mindre enn i Medium. I dette scenarioet er nettoveksten i forbruket ca. 20 TWh fra i dag til 2060. Veksten i det vi kan kalle nytt forbruk vil imidlertid være mye større enn den samlede nettoveksten. For det første antar vi at ENØK-tiltak frigir ca. 10 TWh til nytt forbruk i dette scenarioet. Tilsvarende innebærer den forutsatte nedgangen i petroleumskonsumet at annet forbruk kan øke tilsvarende før det blir noe netto vekst i det samlede forbruket.

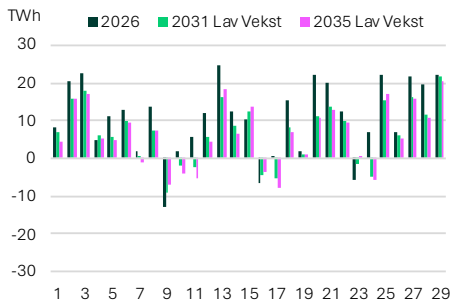
Redusert aktivitet og nedleggelser i eksisterende industri vil også gi mulighet til mye nytt forbruk fra eksempelvis datasentre og elektrifisering. I hvor stor grad dette vil skje er usikkert, men at det vil være en viss utskifting av forbruket frem mot 2060 er sikkert. I sum gjør dette at veksten i nytt forbruk i Lav Vekst kan være anslagsvis 40-50 TWh, hvorav elektrifisering av transport utgjør omkring 15 TWh.

Disse faktorene vil naturlig nok gjøre seg gjeldene i alle varianter av fremtiden men er mye mer tydelig i vårt lave scenario.

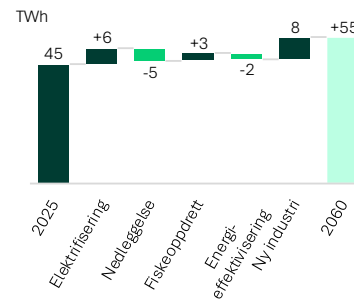
Regionale energibalanser i scenario Lav Vekst



Nettutveksling med Sør-Norge og utlandet i ulike værår



Eksempel på rotasjon i industri



Scenario Høy Vekst Underskudd (HVU) i Norge

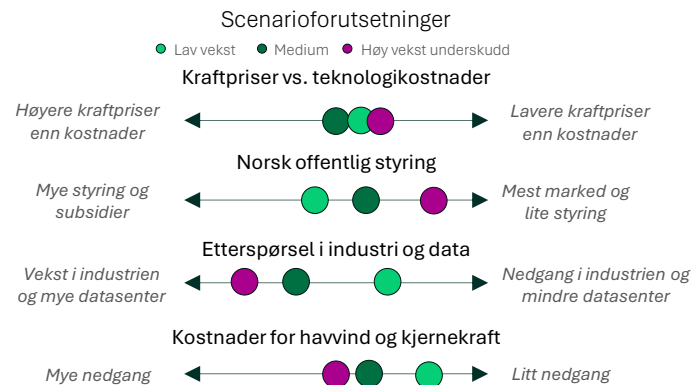
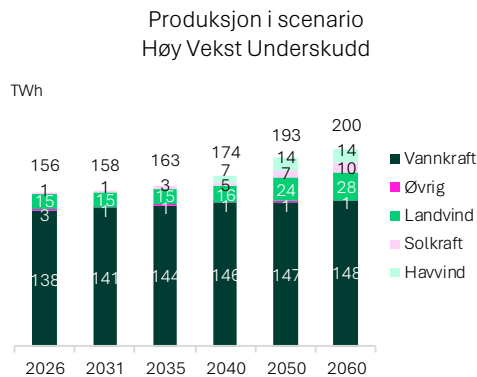
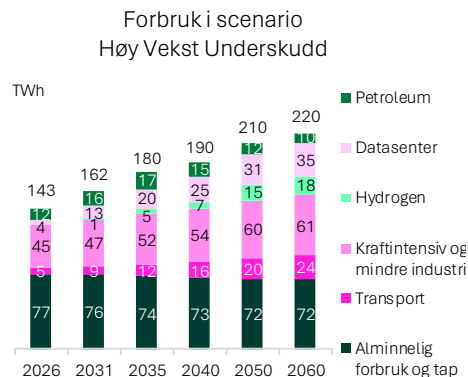
I scenarioet Høy Vekst Underskudd (HVU) øker forbruket til 220 TWh i 2060. Veksten er størst innen datasentre og i industrien. Dette innebærer at Norge erstatter det meste av fossil energibruk, samtidig som det er mye vekst drevet av økt aktivitet i tillegg.

Det første tiåret bygges det ut mindre produksjon i dette scenarioet enn i Medium. Deretter bygges det mer, blant annet gjennom en ekstra enhet bunnfast havvind i Sørlege Nordsjø til 2050. I scenarioet forutsetter vi at den ekstra havvindparken bygges med hybrid tilkobling både til Norge og kontinentet. Vi har også mer landvind enn i Medium. Høye kostnader gjør at det ikke bygges noe flytende havvind i dette scenarioet.

I Høy Vekst Underskudd er veksten i produksjonen målt i energi lavere enn veksten i forbruket. Dette gir et underskudd på den gjennomsnittlige norske energibalansen på nesten 20 TWh fra 2035 og hele veien til 2060.

I Høyt Vekst Underskudd videreføres en markedsbasert energipolitikk i Norge. Utover å legge til rette for en ekstra enhet havvind blir det få inngrep for å sikre at Norge unngår underskudd på energi i et normalår. Scenarioet er trolig mest konsistent med en europeisk markedsutvikling som i Basis eller Lavpris. I sum beskriver scenarioet utviklingen av et kostnadseffektivt system der Norge har energiunderskudd. Scenarioet gir samtidig økt sårbarhet i tørre år.

I scenarioet legger vi til grunn investeringer i 5,3 GW økt effekt i vannkraftverk. Dette er 1,3 GW mer enn i Medium. Det er likevel ikke nok til å unngå at det oppstår en negativ norsk effektbalanse i dette scenarioet. Norge er dermed avhengig av import også for å dekke effektbehovet i de kaldeste og tørreste periodene.



Scenario Høy Vekst Overskudd (HVO) i Norge

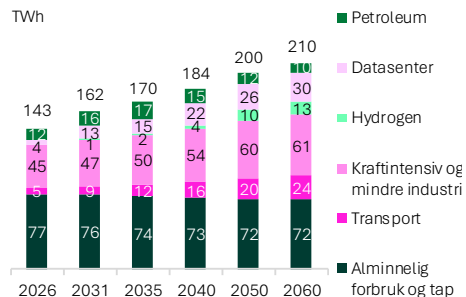
I scenarioet Høy Vekst Overskudd (HVO) er veksten i forbruket nesten like høy som i Høy Vekst Underskudd. Forskjellen er at i dette scenarioet er det mer norsk offentlig styring av hvordan kraftsystemet i Norge utvikler seg. Myndighetene vektlegger både å ha vekst i industrien, oppnå klimamål og å opprettholde et overskudd på energibalansen i et normalår. Dermed blir det gitt vesentlig mer økonomisk støtte til utbygging av norsk kraftproduksjon. Dette gir utbygging av ytterligere 4 TWh solkraft, 16 TWh havvind og 5 TWh landvind utover det som ligger i Medium. Av havvinden er 5 TWh flytende utenfor Utsira. Resten er bunnfast i Sørliche Nordsjø. I sum øker produksjonen nok til at Norge beholder et overskudd på energibalansen på 5 TWh helt til 2060.

Det bygges ut hele 7 GW mer effekt i vannkraften i dette scenarioet. Noe av dette antar vi kommer som resultat av økonomisk støtteordninger for å sikre at Norge har en positiv effektbalanse.

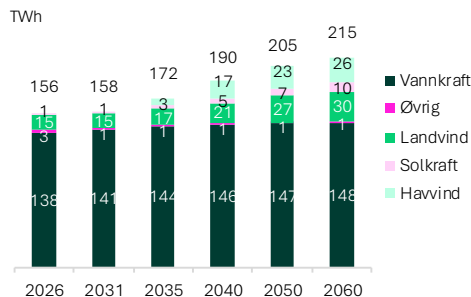
Hvis den nye produksjonen i energi og effekt hadde kommet fra kjernekraft ville dette gitt omtrent samme virkning på kraftpriser og nettbehov.

Scenarioet har en markedsutvikling som i Lavpris eller Basis ellers i Europa. Overskuddet på energibalansen presser ned norske priser og øker behovet for å gi økonomisk støtte til ny havvind og annen produksjon. Scenarioet kan også innebære økt grad av styring av forbruksveksten.

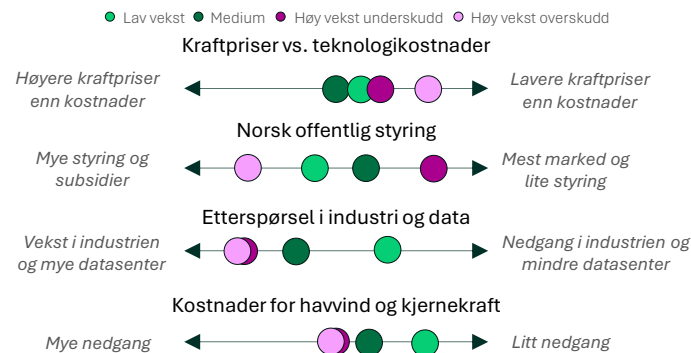
Forbruk i scenario
Høy Vekst Overskudd



Produksjon i scenario
Høy Vekst Overskudd



Scenarioforutsetninger



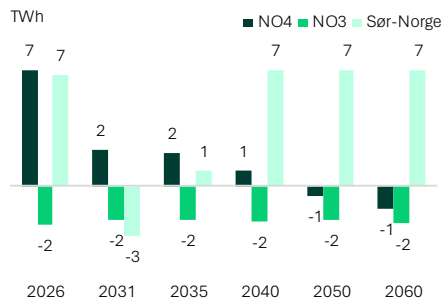
Regionale balanser i scenarioene HVU og HVO

I begge scenarioene med høy vekst realiseres to trinn havvind i Sørlege Nordsjø, hvorav trinn 2 som en hybrid. I Høy Vekst Overskudd realiseres i tillegg et trinn 3, med ytterligere 1400 MW/7TWh havvind på radial. I tillegg realiseres Utsira med et noe større volum enn det som i dag er under planlegging. Begge scenarioene har 10 TWh solkraft i 2060, hvorav mesteparten kommer i Sør-Norge.

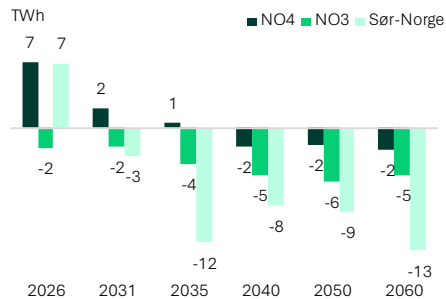
Mye ny produksjon i Sør-Norge samt høy utvekslingskapasitet til utlandet legger til rette for at mye av forbruket kan realiseres i Sør-Norge – og at i et scenario med underskudd på energibalanse, så er mesteparten av underskuddet lokalisert i Sør-Norge.

I Høy Vekst Underskudd har Norge en gjennomsnittlig nettoimport på 20 TWh. I tørrår gir dette en nettoimport opp mot 35 TWh. Vannmagasinene demper noe av importen, slik at økningen i det tørreste året ikke tilsvarer differansen på energibalansen. Dette er illustrert i figuren til høyre der importen i værår nummer ni (værråret 1996 som var et tørrår) har høyest nettoimport.

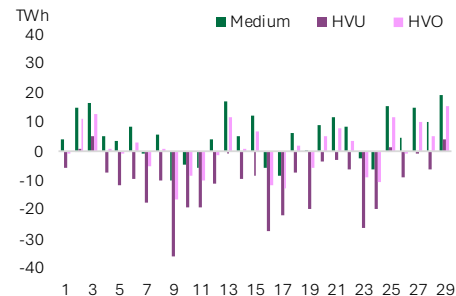
Regional energibalanse
i Høy Vekst Overskudd



Regional energibalanse
i Høy Vekst Underskudd



Samlet netto utveksling mellom Sør-Norge
og utlandet i 2035 for alle simulerte værår



Scenarioene for Norge utvider utfallsrommet for snittprisene

De ulike scenarioene for utvikling i forbruk og produksjon i Norge dekker et stort spenn av mulige nivåer for den norske energibalansen. Mens Medium, Lav Vekst og Høy Vekst Overskudd beholder et kraftoverskudd gjennom hele analyseperioden, har vi et kraftig underskudd på energibalansen i Høy Vekst Underskudd etter 2030.

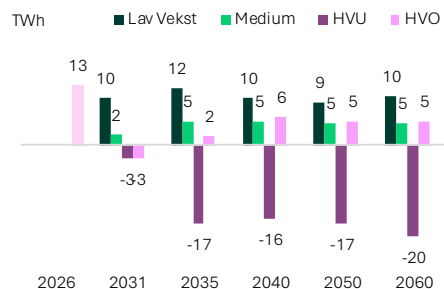
Energibalansen har mye å si for de norske kraftprisene, og er sammen med prisnivået i utlandet sentrale faktorer for usikkerhet. I sum gir de ulike scenarioene et utfallsrom for kraftprisene som illustrerer usikkerheten.

Utfallsrommet for gjennomsnittlig kraftpris i Norge blir større utover i tid, og ligger i et normalår på 30-70 €/MWh i 2060. Variasjoner i temperatur, vind og tilsig medfører at prisene varierer vesentlig mer fra år til år enn dette utfallsrommet. I år med mye nedbør og god magasinfylling er prisene lave. Tørrår gir høye priser, særlig i kombinasjon med et høyt prisnivå i utlandet og høy forbruksvekst i Norge.

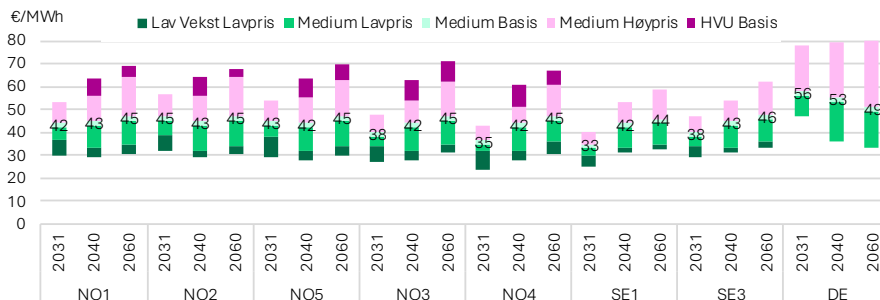
Lav Vekst med Lavpris har relativt stabil pris utover i tid, der dagens norske energioverskudd bevares lenger ut i tid samtidig som prisene på kontinentet synker og overskuddet i Sverige reduseres.

Kombinasjonen av scenarioene Høy Vekst Underskudd og Høypris er ikke inkludert i figuren under da vi ikke anser dette et realistisk scenario for Norge. Dette da de norske kraftprisene i et slik kombinasjonsscenario blir såpass høye at det trolig vil begrense underskuddet på energibalansen før underskuddet blir så stort som -20 TWh.

Energibalansen Norge i de ulike scenarioene



Utfallsrom for snittpris



Lav lønnsomhet for havvind – landvind har bedre lønnsomhet

Alle scenarioene for Norge forutsetter utbygging av ny produksjon og vi antar at mye av dette skjer uten myndighetsstøtte. Havvind er et unntak.

Vi skisserer den markedsbaserte lønnsomheten av å bygge ut ulike typer produksjon ved å sammenligne beregnet utfallsrom for LCOE (levelized cost of energy) med simulert oppnådd kraftpris for den aktuelle teknologien i ulike scenarioer. LCOE-båndene i figurene under viser eksterne kilders utfallsrom for Europa. Det er også betydelig variasjon i enkeltprosjekters LCOE innad i land. De stiplede linjene viser oppnådd simulert kraftpris for de ulike teknologiene i våre scenarioer i NO2.

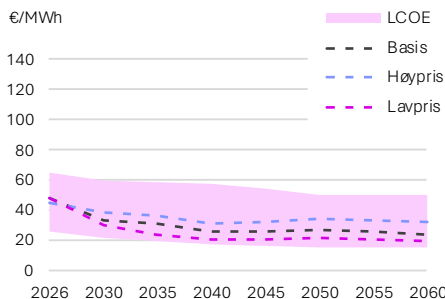
Norge har lavere solressurser enn land lenger sør i Europa både i antall timer med sol og på grunn av lavere solinnstråling i timer med sol. Teknologikostnadene er imidlertid lave også i Norge, men i sum gir dette LCOE-kostnad i øvre del av LCOE-båndet for Europa i grafen. Lave priser på sommeren gir i tillegg relativt lav oppnådd kraftpris for solkraft, men lav

forventet utbygging gir lavere priskannibalisering enn i andre land. Enkelte prosjekter vil dermed kunne bygges uten støtte i Sør-Norge.

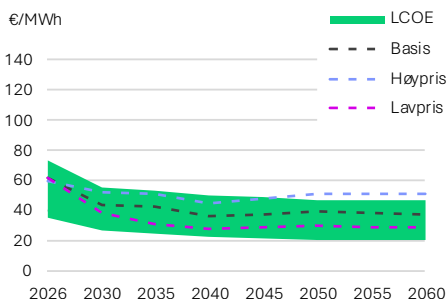
Landvind i Norge er konkurransedyktig og på nedre halvdel av LCOE-båndet for Europa. Dette viser at landvind trolig kan bygges ut uten støtte i alle våre scenarioer for Norge i hele analyseperioden. Det er dermed lokal motstand og andre hensyn enn lønnsomhet som begrenser volumet.

Bunnfast havvind i Norge er dyrere enn i mange andre land i Europa, og ligger derfor i den midtre til øvre delen av LCOE-båndet. Veldig gode vindressurser oppveier i noen grad stor havdybde og lange avstander til land. Flytende ligger i øvre del, men gode vindressurser og bygging nær land gir lavere flytende LCOE-kostnad enn mange andre land. Simulert oppnådd kraftpris for norsk havvind er imidlertid, i de fleste scenarioer, for lav til å kunne gi utbygging uten støtte.

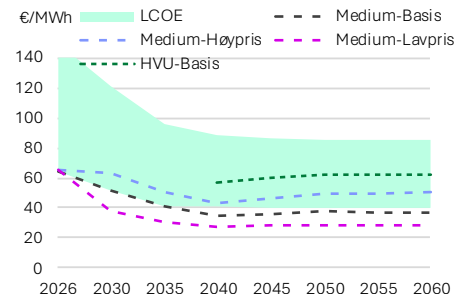
Solkraft – LCOE* mot oppnådd kraftpris



Landvind – LCOE* mot oppnådd kraftpris



Havvind – LCOE* mot oppnådd kraftpris



*LCOE-båndene viser eksterne kilders LCOE-utfallsrom for Europa. Norges indikative plassering beskrives i teksten.

Det er usikkerhet knyttet til fremtidig prisvariasjon i Norge

Vannkraftverk med magasin kan regulere produksjonen opp og ned til lave kostnader. Og med stor magasinkapasitet har de fleste vannkraftverk mye fleksibilitet i disponeringen av produksjonen. I sum gir dette langt mindre kortsiktig prisvariasjon i Norge enn i andre land. Parallelt gir variasjoner i tilsiget og mye elektrisk oppvarming større langsiktige prisvariasjoner i Norge enn ellers i Europa.

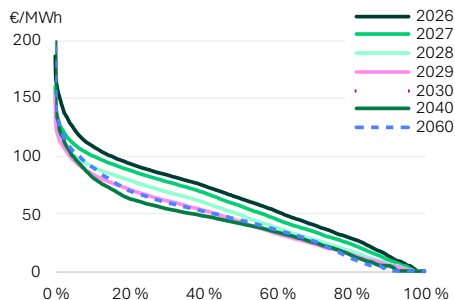
Fremover viser analysen at det fortsatt vil være vesentlig mindre kortsiktig prisvariasjon i Norge enn i andre land. De ulike scenarioene gir likevel et stort utfallsrom for hvordan prisvariasjonen utvikler seg. I Medium Basis gir en økt andel timer med priser ned mot null i andre land at vi også får lave priser i en større del av tiden i Norge. Vannverdiene på sommeren blir lavere og tidvis får vi også priskobling der nullpriser i andre land smitter direkte inn og gir nullpriser også i Norge. Samtidig gir dette scenarioet i perioder også norske priser opp mot nivået gitt av gasskraft.

Når vi simulerer Medium med Høypris får vi mer prisvariasjon i Norge, mens det motsatte er tilfelle når vi simulerer Medium med Lavpris.

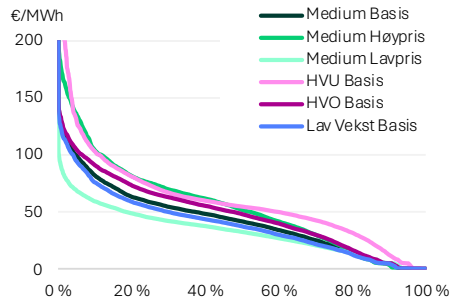
Simuleringene viser også at økt norsk forbruk og produksjon påvirker prisvariasjonen. I scenarioet HVO gir lavere markedsandel for vannkraften og nettoeksport på sommeren at det blir flere timer der prisene faller ned til null satt av uregulert produksjon. Så gir samtidig det økte forbruket flere pristopper ved at Norge priskobler mer med naboland på vinteren, men i dette scenarioet dempes dette av mer effekt i vannkraften.

I scenarioet HVU gir blant annet mindre nettoeksport på sommeren færre timer med lave priser. Behovet for nettoimport spesielt på vinteren øker vannverdiene og prisnivået på vinteren. Færre effektutvidelser i vannkraften og mer forbruk gir også svakere effektbalanse. Resultatet er flere timer med priskobling med Europa i høypristimene.

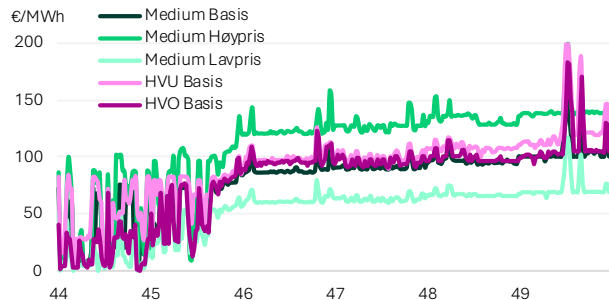
Varighetskurve for kraftpris i NO2 for Medium-Basis



Varighetskurve for kraftpris i NO2 i 2040 for ulike scenario



Timepriser i NO2 i 2040 gjennom uke 44-49 i væråret 1996 for ulike scenario



Høye europeiske priser og underskudd øker sesongvariasjonen

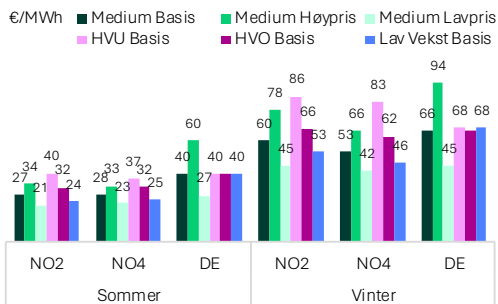
Vi har stor sesongvariasjon i norske kraftpriser i alle scenarioer med høyest priser på vinteren og lavest i sommerhalvåret. Forskjellen blir forsterket ved høye priser i andre land slik vi har i Høypris. Dette følger av at det i Høypris først og fremst er høyere europeiske priser på vinteren og i mindre grad på sommeren. Dermed økes de norske vinterprisene mer enn på sommeren. Motsatt blir sesongvariasjonen mer moderat med en europeisk markedsutvikling som i Lavpris.

Modellsimuleringene viser også at et underskudd på energibalansen, slik vi har i scenarioet Høy Vekst Underskudd, bidrar til å forsterke sesongvariasjonene i norske kraftpriser. For å få nok import på vinteren må prisene i Norge økes betydelig mer enn i sommerhalvåret. Dermed øker snittprisene mer på vinteren enn sommeren.

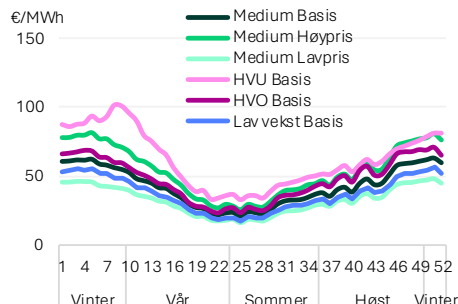
Mye elvekraft og lavt sommerforbruk gjør at Norge ofte har et overskudd som ikke kan lagres i sommerhalvåret. Dette gir nettoeksport på sommeren i mange år, selv med mindre overskudd på energibalansen i et normalår. Kombinert med lave sommerpriser ellers i Europa må prisene ekstra langt ned i Norge for å få solgt ut det norske overskuddet på sommeren i år med mye tilsig. Mer solkraft i Norge og Norden forsterker dette.

Vi ser fortsatt stor variasjon i kraftprisene mellom våte og tørre år gjennom hele året. Den store variasjonen mellom år i Norge forsterkes av at prisene i Europa er lavere i år som er våte og varme i Norge, mens de er høyere i år som er tørre og kalde. Gjennomsnittsprisen i de tre tørreste årene i NO2 er over 70 €/MWh i snitt i Basis 2040, mens de tre våteste er rundt 20 €/MWh. Snittsprisen i et normalår er rundt 45 €/MWh.

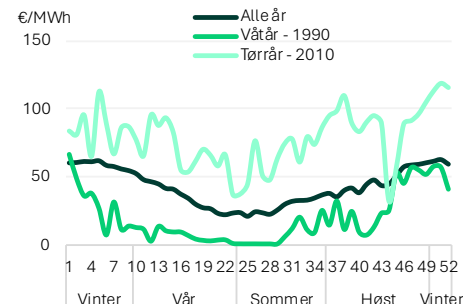
Simulert snittpris for sommer og vinter i 2040 for ulike scenario



Ukesnitt gjennom året i NO2 i 2040 for ulike scenario



Ukesnitt gjennom året i NO2 i 2040 i Medium Basis, for alle værår og to enkeltår



Prisbildet de første fem årene skiller seg fra det langsiktige

I Medium Basis er det størst endring i de norske prisene de første fem årene. Utbyggingen av vind og solkraft gir i denne perioden en raskt økende andel timer med priser ned mot null i både UK og på kontinentet. I tillegg forutsetter vi at gassprisene reduseres. I sum gir dette en rask nedgang i prisene i Sør- og Midt-Norge de første fem årene. Og selv om energioverskuddet reduseres i Norge er det fortsatt et stort overskudd i Sverige de første fem årene. Dette demper prisene i Norge. I Nord-Norge gir derimot økt lokalt forbruk en økning i snittprisen, fra et lavt nivå.

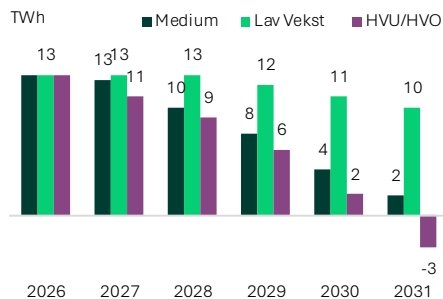
Utfallsrommet for snittprisene i Norge er stort de første årene. Her er prisene på gass og CO₂ viktige usikkerhetsfaktorer. På den ene siden kan en forlengelse av krigen med Iran fortsette å gi ekstraordinært høye gasspriser. Og kombinert med en utvikling med høyere CO₂-priser og rask norsk forbruksvekst kan dette gi høye snittpriser i et tørrår i hele Norge de neste årene.

Motsatt vil en full åpning av Hormuzstredet relativt raskt gi lavere gasspriser. Sammen med heldige værforhold og eventuelt lavere CO₂-priser kan dette gi en betydelig nedgang i snittprisene.

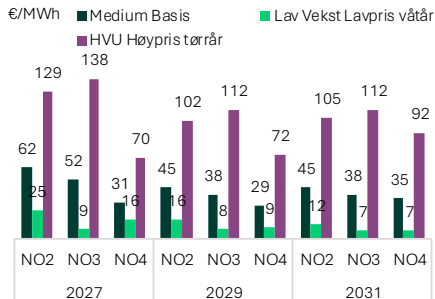
Også prisforskjellene time for time endres mest de første årene, selv om mye av de planlagte nettforsterkningene kommer lengre ut i tid. Dette gjelder særlig mellom Nord og Midt-Norge der selv en moderat økning i forbruket lokalt i Nord-Norge vil dempe prisforskjellene. Her viser analysen at den forutsatte forsterkningen av nettet gjennom Midt-Norge også bidrar.

På lang sikt er HVU mest konsistent med Lavpris eller Basis, men på kort sikt er HVU og Høypris også et mulig scenario. I sum gir dette et stort utfallsrom for de første fem årene.

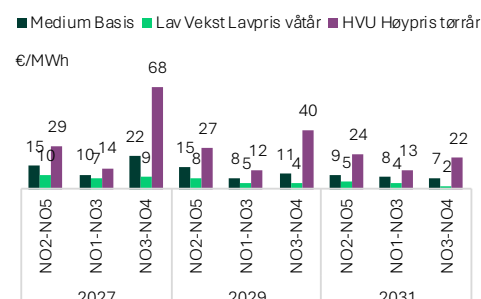
Energibalansen i Norge 2026-31 i ulike scenarier



Snittpriser i ulike scenarier



Prisforskjeller time for time 2026-31



Størst utfallsrom for interne prisforskjeller før nettet bygges ut

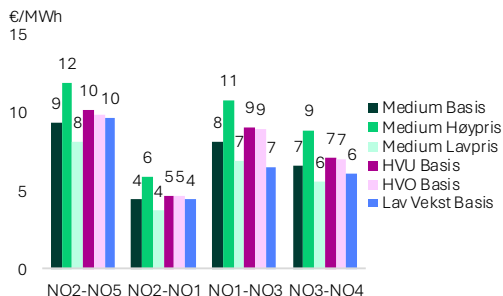
Mer nettkapasitet og mindre overskudd i særlig Nord-Norge gir lave simulerte prisforskjeller time for time* fra 2035-40 og utover i Medium-Basis. Scenarioene Høypris og Høy Vekst scenariene viser imidlertid at de timevise prisforskjellene internt i Norge kan bli en del høyere, selv med planlagte nettforsterkninger. HVU med Basis for det europeiske markedet, gir en del høyere prisforskjeller mellom alle områder, drevet av økte interne ubalanser, mer flyt over lengre strekninger og større flaskehalser i Norge.

De simulerte prisforskjellene øker når vi kombinerer Medium med Høypris. De fysiske flaskehalsene er de samme, men prisforskjellene som oppstår blir noe større som følge av høyere prisvariasjoner i andre land. I Medium med Lavpris blir simulerte prisforskjeller time for time lavere enn ved Basis, drevet av at lavere og mer jevne priser i landene rundt oss gir her lavere og mindre volatile priser i Norge.

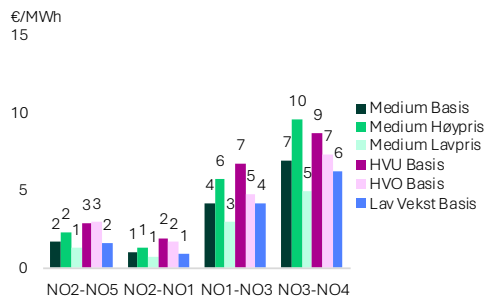
Ut i tid gir økt nettkapasitet et relativt lavt utfallsrom for interne prisforskjeller. Dette bekrefter tidligere analyser, der vi har vist at med planlagte nettforsterkninger vil prisforskjellene holdes på et lavt og rimelig likt nivå i ulike scenarioer for forbruk, produksjon og kraftpriser i det europeiske markedet.

På mellomlandsforbindelsene er de timevise prisforskjellene mye større enn internt i Norge i Medium-Basis hele veien til 2060. Igjen er det scenarioet Høypris som kan bidra til ytterligere prisforskjeller. Lavpris gir motsatt effekt, men nedgangen er mindre enn oppgangen i Høypris. Dette viser at det i hovedsak er prisvariasjonen i andre land som gir utfallsrommet for prisforskjellene på mellomlandsforbindelsene. Høy Vekst Underskudd gir mer nettoimport og høyere snittpriser i Norge enn i andre land, men gir ikke særlig mye høyere prisforskjeller time for time i snitt enn i Medium-Basis.

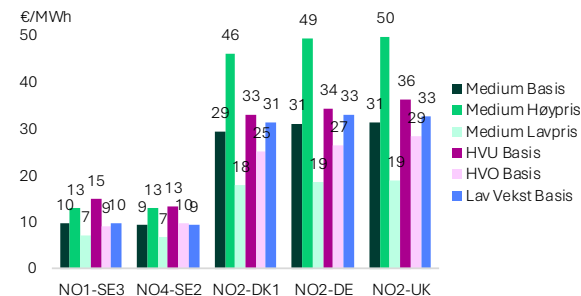
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell internt i Norge i ulike scenarier i 2031



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell internt i Norge i ulike scenarier i 2040



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom Norge og utlandet i ulike scenarier i 2040



* De timevise prisforskjellene, eller absolutt prisforskjell, er et godt mål på flaskehalsene i nettet mellom to budområder. Det er ikke det samme som forskjellen i årlig snittpris. Selv om de årlige snittprisene er like, kan det være timevise prisforskjeller.

Nettforsterkninger reduserer interne prisforskjeller

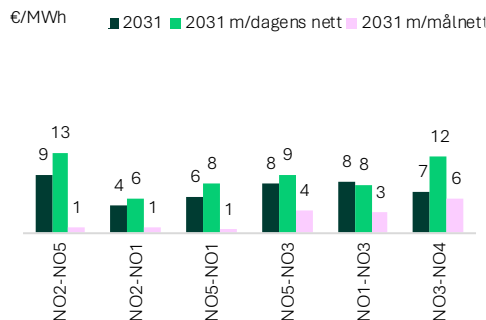
Vi har simulert 2031 Medium Basis med både planlagt nett, dagens nett og det planlagte målnett for å isolere virkningen av nettviklingen. Prisforskjellene øker mellom alle norske områder dersom vi fremdeles har dagens nett i stedet for planlagt nett, og effekten er større jo lenger ut i tid vi kommer. På den andre siden er prisforskjellene i Norge nesten borte når vi simulerer med en hypotetisk antagelse om at det langsiktige målnett er ferdig utbygd allerede i 2031.

En tredje transformator i Sauda og ny ledning over Trondheimsfjorden er eksempler på prosjekter som er viktige for å redusere prisforskjeller de første fem årene. Rundt 2035 bidrar flere spenningsoppgraderinger til økt overføringskapasitet i transportkorridorene i Norge. Det bidrar til reduserte prisforskjeller spesielt internt i Sør-Norge, og mellom NO3 og Sør-Norge. Som regel er det nettforsterkningene som har mest å si for å redusere

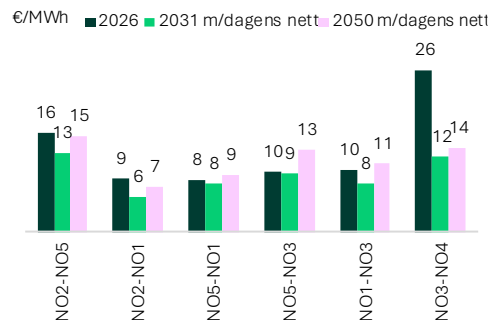
prisforskjeller mellom områder, særlig på kort sikt. I Nord-Norge har derimot utviklingen mot et lavere overskudd på energibalansen stor påvirkning. Grunnen er at de store flaskehalsene ut av området i dag raskt blir betydelig mindre når forbruket øker. På sikt bidrar oppgradering av mellomlandsforbindelsen mellom Helgeland og Sverige til å redusere prisforskjellene mellom NO4 og NO3.

Det skal relativt lite til for at økt overføringsbehov gir sterkt økte flaskehalser og prisforskjeller i dagens nett. I scenarioet HVO, hvor overføringsbehovet er en del høyere enn i Medium, får vi høy vekst i prisforskjeller når vi simulerer dette scenarioet i 2050 med dagens nett og 2031-nettet. Med målnett er det betydelig høyere overføringskapasitet i alle de sentrale transportkorridorene. Det gjør at prisforskjellene holdes nede selv om overføringsbehovet blir høyt i mange transportkorridorer.

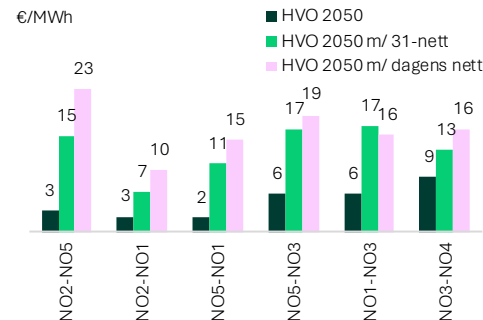
Prisforskjell i 2031 Medium med planlagt nett, forsinket nett (2026) og Målnett



Prisforskjell i 2026, 2031 og 2050 i Medium med dagens nett



Prisforskjell i HVO 2050 med planlagt nett og forsinket nett (2026- og 2031-nett)



Nettforsterkninger på Vestlandet påvirker hele Sør-Norge

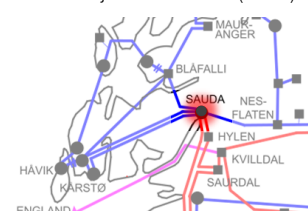
Grafene under viser den isolerte effekten av viktige nettforsterkninger på Vestlandet. Det første netttiltaket er en ny trafo i Sauda som hever kapasiteten i Sauda i 2027. Det andre tiltaket vi har analysert virkningen av er gjennomgående spenningsoppgradering nord-sør på Vestlandet i 2035. For å se på virkningene har vi simulert med og uten hver nettoppgradering.

En tredje trafo i Sauda gir lavere snittpris på Vestlandet. Både prisforskjellen mellom NO5-NO2 og NO5-NO1 reduseres med rundt 2 €/MWh. I snitt overføres det rundt 100 GWh mer hver vei mellom NO5 og NO2 gjennom året.

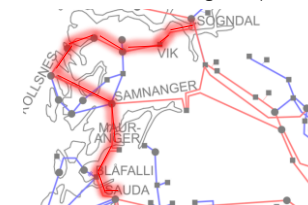
Gjennomgående 420 kV på Vestlandet i 2035 gir reduksjon i snittprisen i NO5. Det gir også en stor utjevning av prisforskjellene mellom NO2 og NO5 i scenario Medium, rundt 8 €/MWh. Samtidig gir det også betydelig reduserte prisforskjeller mellom NO5 og NO1 og NO1 og NO2.

Oppgradering til 420 kV øker det overførte energivolumet i et snitt år med ca. 1 TWh i Basis 2035. Dette er en økning på rundt 60 prosent. Forsterkningen gir også kapasitet til å kunne knytte til mer forbruk i NO5.

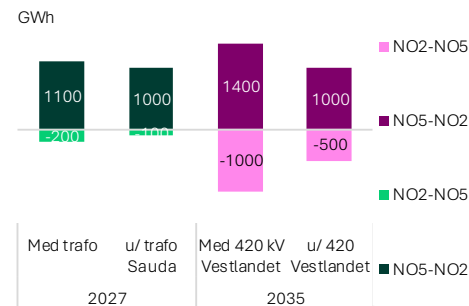
Tredje trafo i Sauda (2027)



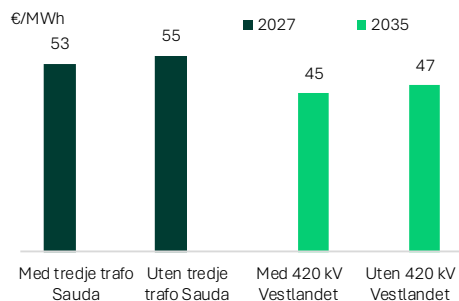
420 kV Sauda-Sogndal (2035)



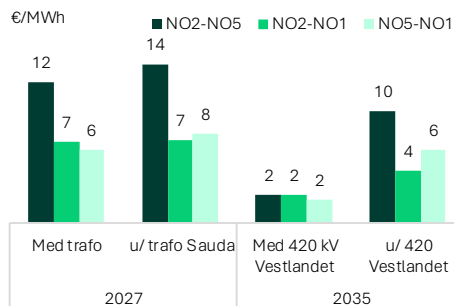
Overført energi (GWh)



Snittpris i NO5 med og uten oppgradering



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med og uten oppgraderinger



Markedsutviklingen påvirker nettbehovet noen steder

Oppgraderingene gjennom Trøndelag legger vi til grunn er i drift fra 2031 og når vi simulerer Medium 2031 datasettet med og uten får vi at forsterkningen reduserer snittprisen i NO3 noe. Det blir også økt flyt inn til NO3 fra nord, og lavere prisforskjell mellom NO4 og NO3. Det neste tiåret bidrar forbruksvekst i Nord-Norge til å avlaste flaskehalsen. Dette demper den umiddelbare priseffekten av forsterkningen når den kommer i drift, sammenlignet med om den var satt i drift nå i 2026. I våår med høy magasinfylling i Nord-Norge vil påvirkningen være større. Videre er virkningen også større ved samtidig spenningsoppgradering mellom Helgeland og Sverige.

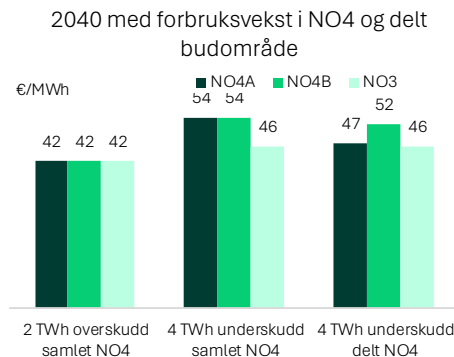
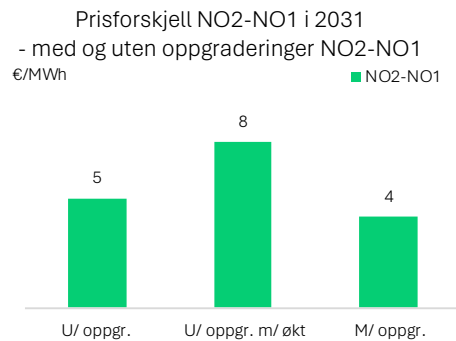
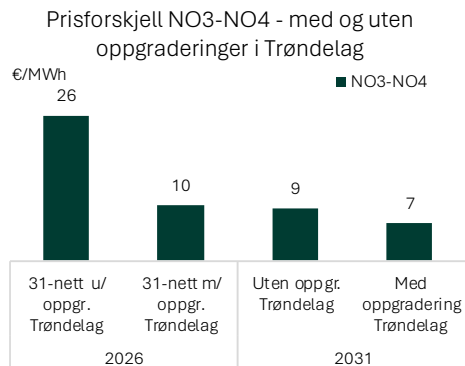
Oppgraderingene mellom NO2 og NO1 er viktige for å kunne håndtere lokal tilknytning av forbruk og økt flyt i scenarioer med økt forbruk på Østlandet og Grenlandsområdet. Temperaturoppgraderinger har allerede bidratt til økt kapasitet i nettet. I Medium er den simulerte effekten lav når spenningsoppgraderingene settes i drift i 2031. Plasseringen av forbruket på Østlandet har mye å si for priseffekten av tiltaket.

Deling av NO4 i to budområder: Det er mange planer om forbruksvekst i Nord-Norge – og hvis det blir litt større underskudd på den lokale energibalansen enn det vi har i scenarioene vi har vist til nå får vi raskt større flaskehalser inn til området og internt. Samtidig ligger planlagte nettforsterkninger lengre ut i tid. Da viser simuleringene at en deling av NO4 i to budområder kan redusere priskonsekvensene av flaskehalsene.

Oppgraderinger i Trøndelag (2031)



Oppgraderinger NO2-NO1 (2031)



Økt behov: 8 TWh økt forbruk rundt Grenland

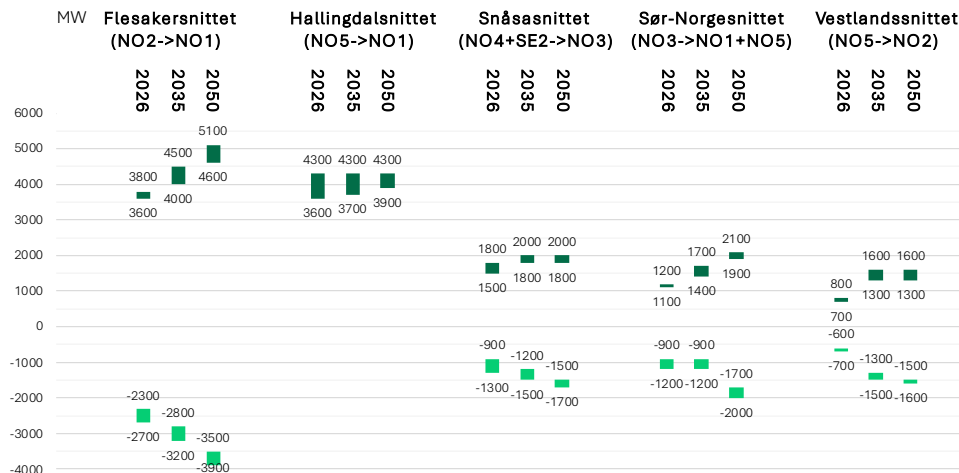
I sensitiviteten med underskudd er det plassert nord i NO4, NO4B.

Realisert kapasitet på Storsnittene øker

Vi modellerer flere hundre kombinasjonssnitt per analyseår for å gjengi de fysiske begrensningene i nettet. Det er både termiske grenser, spenningsgrenser og stabilitetsgrenser ved N-1-drift i Norge og Sverige. For å kommunisere rundt flaskehalsene har vi definert det vi kaller *Storsnitt* ved grenser og sentrale korridorer i nettet hvor vi ser flaskehals i dag og framover. Storsnittene representerer hele den samlede flyten på ledningene de dekker, og er beskrevet nærmere i ATK 2025¹. Kartet til høyre viser de viktigste storsnittene og relevant flytretning. Storsnittene sammenfaller ofte med budområdegrensene.

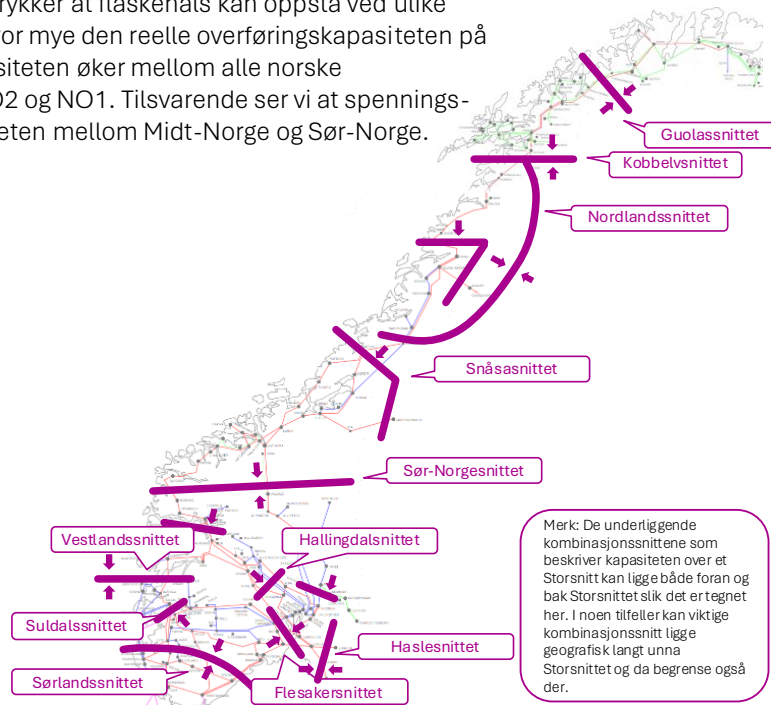
Vi bruker simulert flyt ved flaskehals som et grunnlag for å estimere den *realiserte overføringskapasiteten* i storsnittene². Realisert kapasitet forteller hvor mye flyt som maksimalt kan gå over storsnittene, der spennet uttrykker at flaskehals kan oppstå ved ulike flytfordelinger innenfor markedsscenarioene vi har definert. Dette gir en indikasjon på hvor mye den reelle overføringskapasiteten på de ulike storsnittene øker med nettviklingen. Vi ser at den maksimale overføringskapasiteten øker mellom alle norske budområder. Nettoppgraderingene rundt Flesaker gir betydelig økt kapasitet mellom NO2 og NO1. Tilsvarende ser vi at spenningsoppgraderingene mellom Trøndelag og Oslo og på Vestlandet gir en stor økning i kapasiteten mellom Midt-Norge og Sør-Norge.

Realisert kapasitet på utvalgte Storsnitt



1: ATK 2025

2: Maksimal realisert kapasitet kan ikke nødvendigvis oppnås samtidig for flere storsnitt. Disse verdiene kan dermed ikke oversettes direkte til NTC-kapasiteter.



Merk: De underliggende kombinasjonssnittene som beskriver kapasiteten over et Storsnitt kan ligge både foran og bak Storsnittet slik det er tegnet her. I noen tilfeller kan viktige kombinasjonssnitt ligge geografisk langt unna Storsnittet og da begrense også der.

Høy Vekst Underskudd gir høyere priser enn i andre land

Når det er underskudd på energibalansen heves vannkraftprodusentenes vannverdier slik at det blir høyere priser i Norge enn i andre land. Dette hever norske priser til det gir tilstrekkelig nettoimport til å dekke forbruket i Norge. Hvor høyt prisene må gå er både avhengig av hvor stort importbehovet er og hvor høye prisene er i nabolandene.

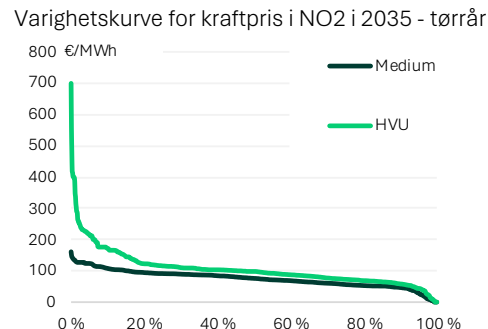
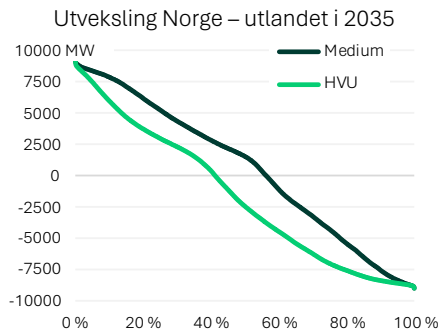
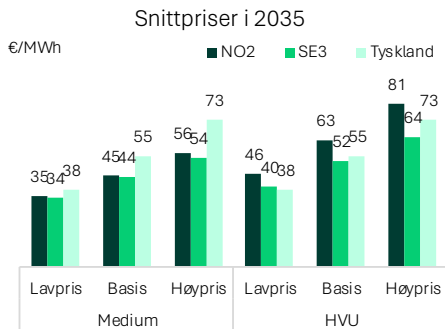
Med scenarioet Høy Vekst Underskudd for Norge og Basis for Europa er simulert snittpris i Sør-Norge 8 €/MWh høyere enn i Tyskland i 2035. Simuleringene viser at differansen til tysk pris er omtrent den samme når vi simulerer HVU med henholdsvis Høypris og Lavpris for Europa. Prisenivået i Norge er imidlertid mye lavere i Lavpris enn i Høypris.

I Høy Vekst Underskudd er norske snittpriser også høyere enn prisene i Sverige. Og her er differansen enda høyere enn mot den tyske prisen, til tross for at det norske underskuddet bidrar til å heve prisene i Sverige.

I sum bekrefter dette at et underskudd på den norske energibalansen vil gi høyere priser i Norge enn i våre naboland. For å kunne ha nettoimport må flyten gå mot Norge i mer enn halve tiden. Og selv om det er lave priser i nabolandene i mye av tiden, er ikke andelen stor nok. Dermed må det være import også når prisene er høyere, og dette hever norske priser.

Vi vet ikke hvor høye prisene kan være før forbruksveksten bøyer av. Det er derfor usikkert om det er markedsmessig mulig å ha et så stort underskudd som vi har i HVU. Det vil imidlertid være mer sannsynlig med en markedsutvikling som i Lavpris og Basis enn i Høypris.

I tørrår gir simuleringene en viss grad av knapphet på energi og effekt i HVU. Dette gir en midlertidig reduksjon i forbruket for å skape balanse og dermed ekstra høye priser i disse periodene. Omfanget av knapphet fremstår likevel som håndterlig, gitt at alle kabelforbindelser er intakte.



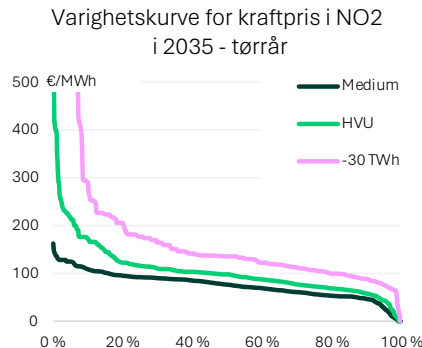
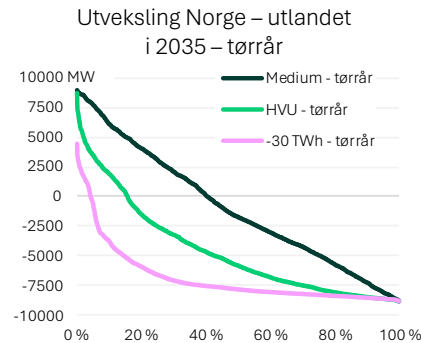
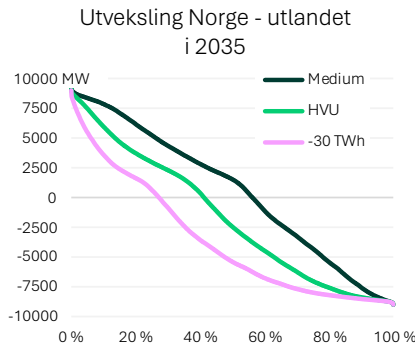
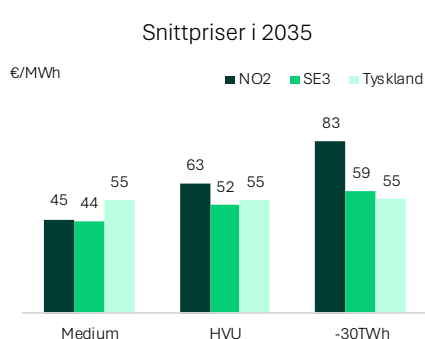
Alt reservert forbruk gir mer knapphet og høyere priser

Hvis alt forbruk som i dag har fått reservert kapasitet blir realisert gir dette en vekst i forbruket på rundt 45 TWh til 2035. Med produksjonsvekst som i HVU gir dette et energiunderskudd i Norge ned mot -30 TWh i 2035, ca 10 TWh lavere enn i HVU. Resultatet blir enda høyere snittpriser og større grad av knapphet i tørre år.

Vi kjenner ikke betalingsviljen til alt norsk forbruk. Vi mener imidlertid at det med stor grad av sikkerhet ikke vil være økonomisk mulig å ha et scenario der Norge har 20 €/MWh høyere snittpriser enn på kontinentet, slik simuleringene under viser at vi ville fått. Ved så høye priser vil forbruksveksten bli lavere før vi kommer så langt, enten ved at nytt forbruk ikke etablerer seg eller ved at eksisterende industri legger ned.

Ved et underskudd på 30 TWh i snitt over alle værår er det i tørrår en kontinuerlig maksimal flyt inn til Norge på mellomlandsforbindelsene. Summen av norsk produksjon og full nettoimport er imidlertid ikke nok til å dekke hele forbruket i disse årene. Dermed må deler av forbruket i Norge reduseres midlertidig for å skape balanse. Dette gir priser langt over nivået i våre naboland i disse periodene.

Gitt dette fremstår et energiunderskudd på rundt 20-30 TWh i snitt over alle værår som et mulig ytterpunkt. Ved et større underskudd blir priskonsekvensene og omfanget av knapphet mest sannsynlig for stort til å være bærekraftig over tid. Det fremstår også som en forutsetning at dette underskuddet i hovedsak er i Sør-Norge.





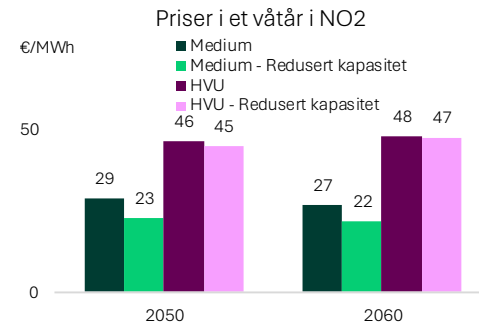
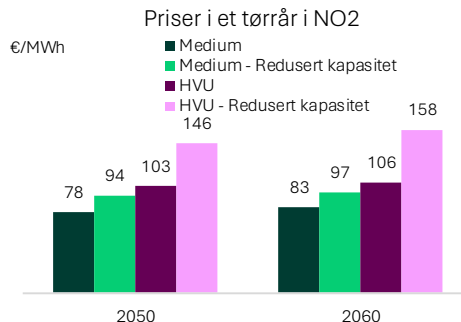
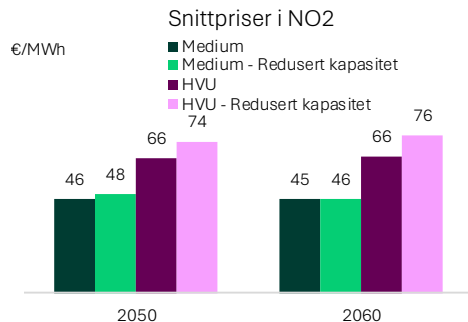
Utvekslingskapasiteten med andre land er ekstra viktig i HVU

Norge har i dag i 5,3 GW HVDC overføringskapasitet mot utlandet fra Sør-Norge*. De eldste av forbindelsene mot Danmark, SK12, er snart modne for reinvestering, og mot 2050 vil flere av de øvrige HVDC forbindelsene nå slutten av sin levetid og ha behov for reinvestering.

For å illustrere en situasjon med lavere overføringskapasitet mot utlandet har vi simulert i 2050 og 2060 uten reinvestering i forbindelsene til Danmark og til Nederland. I scenarioene Medium og HVU i 2050 og 2060 gir dette en nedgang i overføringskapasiteten mot utlandet på 1,9 GW**.

I figurene under viser at norske kraftpriser i snitt vil øke med redusert kapasitet mot utlandet, i både scenarioet Medium og HVU. Prisøkningen er størst i HVU hvor Norge har et underskudd på -20 TWh på energibalansen. Prisøkningen forsterkes i tørre år.

I våtår er virkningen motsatt, da redusert kapasitet mot utlandet gir mindre eksportmulighet, høyere sannsynlighet for at magasinene skal flomme over, og dermed lavere kraftpriser i Norge.



*I tillegg har Norge ca. 5 GW overføringskapasitet mot Sverige og Finland gjennom transmisjonsnett.

** I Medium og HVU har vi lagt til grunn at kapasiteten mot Danmark er 1200 MW i 2050 og 2060, som følge av at SK12 reinvesteres og at kapasiteten synker når SK3 når slutten av sin levetid. Kapasiteten mot Nederland er 700 MW.

Mer vindkraft i HVU reduserer omfanget av knapphet

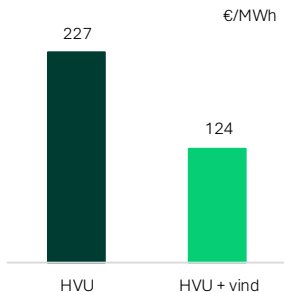
I scenariet HVU er det opp mot -20 TWh underskudd på energibalansen i et normalår fra 2035 og utover. Tidsserien under viser timepriser i HVU i 2040 gjennom vinteren i tørrårene, 2010-2011. For å sikre tilstrekkelig med import settes vannverdiene høyt. Dette gir et norsk prisnivå betydelig over prisen på kontinent og i våre nordiske naboland. I tillegg er det i perioder effektknapphet drevet av mangel på vann i magasinene. Da går prisene, så høyt at forbruk reduseres midlertidig for å opprettholde balansen.

Når vi legger inn økt norsk vindkraftproduksjon i HVU i 2040, slik at energibalansen i et normalår blir rundt 0 TWh, reduseres prisene og knappheten betydelig. Reduksjonen i prisene skjer gjennom hele vinteren i tørråret 2010-2011, og ikke bare når vindkraften produserer.

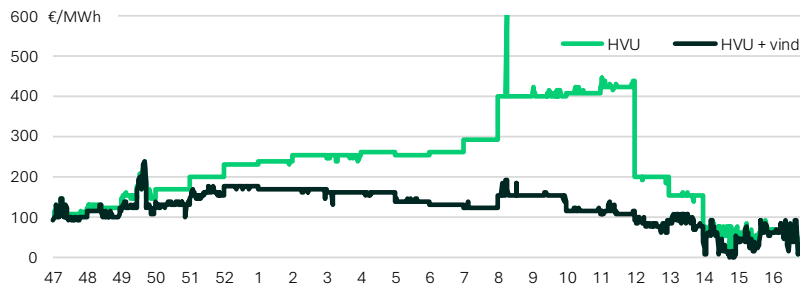
Nedgangen i kraftpris gjennom tørråret skyldes at vindkraften gir mye mer energi inn i systemet. Og når det blåser og vindkraften produserer, kan vannkraftprodusentene spare på vannet. Det gjør også at vannkraften gjenvinner reguleringsevnen i mange timer, hvor det før var effektknapphet.

Selv om mer vindkraftproduksjon bidrar til å bedre energibalansen, og indirekte også effektbalansen, er det fremdeles noen få timer i denne sensitiviteten med pristopper drevet av effektknapphet. For å dempe disse pristoppene vil det være behov for mer produksjonseffekt i vannkraften enn vi legger til grunn i scenarioet HVU. I HVU har vi lagt til grunn en økning på rundt 5 GW til 2050.

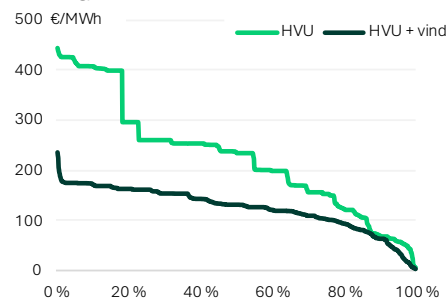
Snittpriser for vinteren 2010-2011 i HVU i 2040



Timepriser i NO2 i HVU 2040 gjennom vinteren 2010-2011



Varighetskurve for kraftpris i NO2 i HVU 2040 gjennom vinteren 2010-2011



Høy nytte av handelen med naboland i Medium-Basis

Samlede norske inntektene fra krafthandel med utlandet er summen av

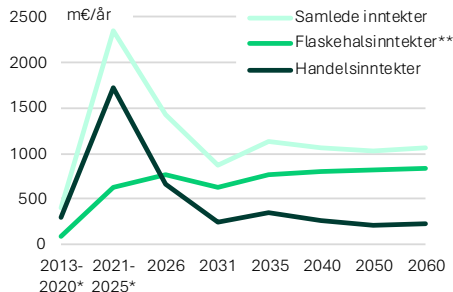
- i) norsk andel av flaskehalsinntektene mot utlandet som oppstår når det er prisforskjell mellom Norge og utlandet ved utveksling, og
- ii) handelsinntekter fra handel med strøm, som er inntektene fra eksport minus kostnadene med import.

I Medium-Basis holder de samlede flaskehalsinntektene mot utlandet seg høye gjennom hele analyseperioden. De neste fem årene synker de fra knappe 800 til ca. 600 millioner euro (m€). Forklaringen er at selv om den samlede utvekslingen øker (volumeffekt), reduseres den gjennomsnittlige absolutte prisforskjellen mer (prisseffekt). Flaskehalsinntektene mot utlandet stiger noe mot 2035 for så å holde seg stabile. Nåverdien av flaskehalsinntektene mot utlandet er omlag 14 mrd.€ / 150 mrd.NOK.

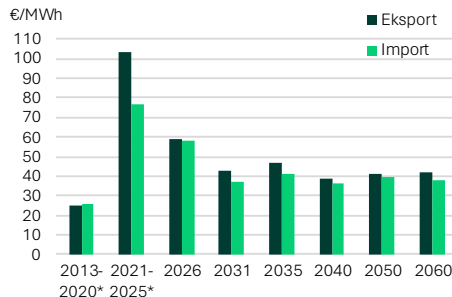
Etter toppen i 2022 sank handelsinntektene til 800 millioner m€ i 2025. I Medium-Basis faller de simulerte handelsinntektene videre frem 2031 til om lag 200 m€ som følge av synkende energibalanse som igjen gir reduksjon i nettoeksporten. Reduksjonen dempes av et godt bytteforhold på import- og eksportprisen. Dvs. at prisen på strømmen vi selger for holder seg markant høyere enn prisen vi kjøper for. I resten av perioden holder handelsinntektene seg relativt stabile – med en svak økning til 2035 for så å synke svakt.

I sum har Norge en samlet samfunnsøkonomisk nytte av handelen med utlandet på rundt 10 mrd.NOK per år fra rundt 2030 og ut til 2060, i scenarioet Medium-Basis. Dette utgjør 220 mrd. NOK i nåverdi over analyseperioden.

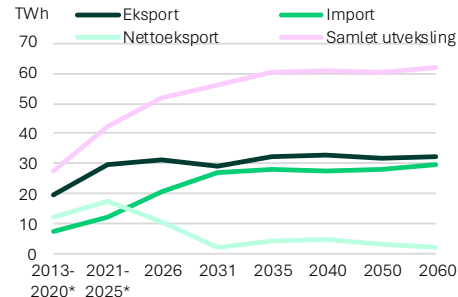
Inntekter for Norge ved handel med utlandet historisk og i scenarioet Medium-Basis



Volum-vektet snittpris ved utveksling med utlandet i Medium-Basis



Historisk og simulert kraftutveksling i normalår i Medium-Basis



Stort utfallsrom for samlet handelsinntekt i scenarioene

De samlede norske inntektene fra kraftutveksling påvirkes både av størrelsen på flaskehalsinntektene og handelsinntektene, som igjen påvirkes av ulike faktorer. Vi bruker de ulike scenariene til å bredde ut utfallsrommet for Norges samlede inntekter fra kraftutveksling.

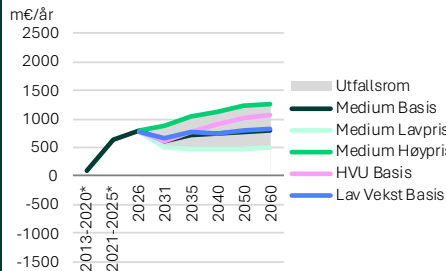
Flaskehalsinntektene mot utlandet avhenger mest av størrelsen på de timevise prisforskjellene mellom Norge og utlandet. Som vi har vist tidligere i rapporten er utenlandsk prisnivå og prisvariasjon den suverent viktigste faktoren for disse prisforskjellene. Utfallsrommet for flaskehalsinntektene er derfor primært gitt av scenariene Lavpris og Høypris.

Når vi simulerer Medium med Høypris og Lavpris får vi et utfallsrom på 700-1400 m€ årlig i samlede norske inntekter, mellom 2030 og 2060. Lavpris gir ca. 300 m€ lavere inntekter enn med Basis, mens Høypris gir rundt 450 m€ høyere inntekter. Forskjellen holder seg stabilt til 2060.

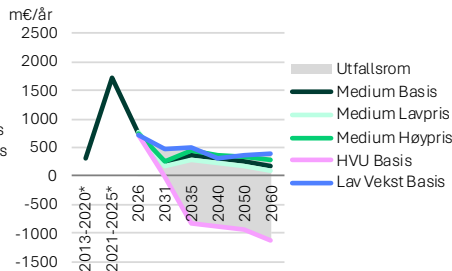
Handelsinntektene er imidlertid mest drevet av energibalansen i Norge, da handelsinntektene er nettoen av inntektene fra krafteksport og utgiftene for kraftimport. Utfallsrommet for handelsinntektene er derfor primært gitt av scenarioene for norsk forbruk og produksjon Lav Vekst, Medium og Høy Vekst Underskudd.

Scenariene Lav Vekst og HVU gir et utfallsrom på de samlede inntektene for Norge på i snitt 0-1200 m€ mellom 2030-2060. HVU gir imidlertid negative handelsinntekter fra 2035 da underskuddet på energibalansen er for stort til at det gode bytteforholdet, forklart på forrige side, ikke kompenserer. Flaskehalsinntektene er imidlertid høye i HVU, da prisforskjellen til utlandet er høy som følge av at norsk pris er høyere enn prisene i utlandet i de fleste timer. Samlede inntekter fra handel er derfor rundt null i HVU, selv om Norge er netto kjøper av kraft fra andre land.

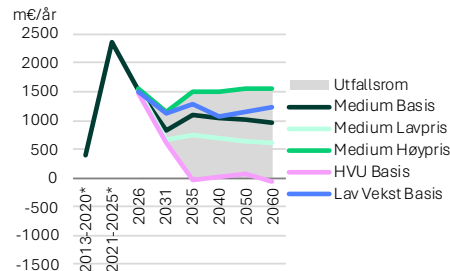
Utfallsrom for norske flaskehalsinntekter mot utlandet



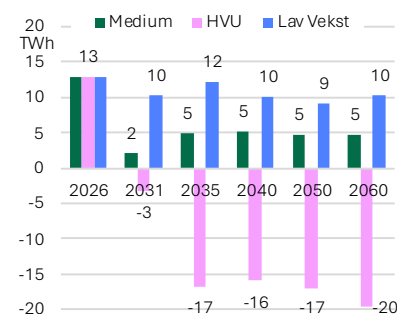
Utfallsrom for norske handelsinntekter



Samlede inntekter for Norge i ulike scenarier



Energi balanse (nettoutveksling) i de ulike scenariene



*Gjennomsnitt for de angitte periodene.

Simuleringene underdriver kortsiktig norsk prisvariasjonen

Våre simuleringer gjengir det norske prisnivået relativt til prisene i landene rundt godt med tanke på energibalansen i Norge og Norden både mellom år og sesong. Men modellsimuleringene underdriver den kortsiktige prisvariasjonen i Norge.

Dette skyldes hovedsakelig at den modellerte fleksibiliteten i vannkraftsystemet er større enn i virkeligheten. Datasettene vi bruker har en detaljert beskrivelse av vannkraften, men ikke like detaljert som det virkelige systemet. Resultatet blir at modellsimuleringene overdriver systemets evne til maksimalproduksjon og til å produsere veldig lavt. Det første gjør at vi får for få timer der Norge får samme pris som Europa når prisene der er høye og forbruket i Norge er høyt. Det andre gjør at modellen viser for få timer med lik pris når prisene i Europa er svært lave. Dessuten har vi for like vannverdier mellom ulike magasin i Norge. Det gjør også at prisene varierer for lite gjennom døgnet selv om det er norske vannkraftverk som setter prisen i Norge i alle timene.

Samlet sett gjør dette at simuleringene overdriver prisforskjellene som oppstår time for time med Europa. Samtidig blir det simulerte bytteforholdet mot utlandet for lavt, altså eksportprisen minus importprisen.

Konsekvensen er at simuleringene overdriver flaskehalsinntektene mot utlandet, mens den underdriver handelsinntektene. Da flaskehalsinntektene deles likt med utlandet underdriver modellen de samlede norske inntektene fra handelen med utlandet en god del. Dette vil være tilfellet gjennom hele analyseperioden fra i dag til 2060.

De samme forholdene som gjør at modellen overdriver prisforskjellene mot utlandet gjør at modellen også underdriver prisforskjellene internt i Norge. Det at vi simulerer med intakt nett er den andre hovedgrunnen til at simuleringene underdriver interne prisforskjeller.

En sentral del av alle våre analyser er derfor å se simuleringsresultatene opp mot historikk, teori og annen relevant informasjon for å ta høyde for modellsvakheter. Vi bruker enorme mengder informasjon på timenivå både fra markedet og det fysiske systemet i vårt arbeid.

Nettariffen øker, men samlet kraftkostnad kan likevel gå ned

Nettariffene i Norge forventes å øke vesentlig de neste 10–15 årene som følge av et høyt investeringsbehov i kraftnettet. Elektrifisering, nytt kraftforbruk og -produksjon, reinvesteringer og forsyningssikkerhet gir store investeringer i både transmisjons- og underliggende nett.

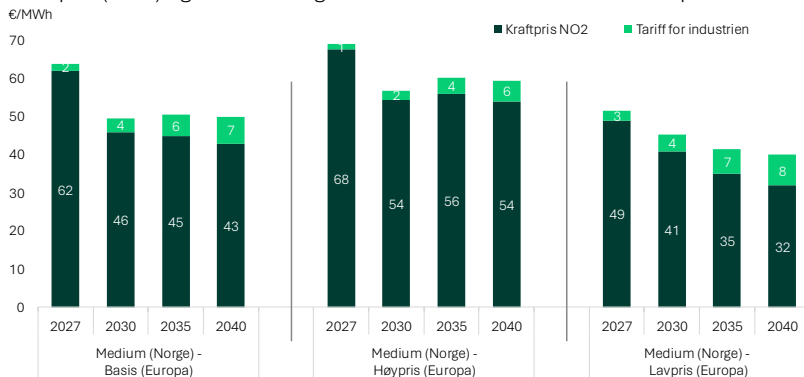
Samtidig kan høyere strømforbruk dempe tariffveksten siden kostnadene da fordeles på flere kunder. Fortsatt høye flaskehalsinntekter vil også bidra til å holde tariffen lavere. Bedre utnyttelse av eksisterende nett, fleksibilitet og batterier kan også bidra til å begrense kostnadsveksten.

Kostnadene ved å drifte og bygge transmisjonsnettet fordeles på i) industri som er direkte tilknyttet transmisjonsnett og produksjon tilknyttet transmisjons-, og regionalnett og ii) øvrige netteiere. Dette betyr at i praksis er det alminnelig forbruk som bærer hoveddelen av transmisjonsnettets kostnader. Produksjon har et tak på 1,2 €/MWh.

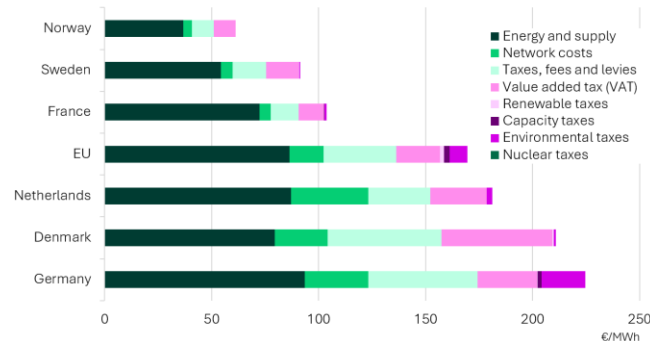
Økte nettkostnader vil medføre høyere nettariffer til industrien. Samtidig ventes reduksjonen i kraftprisene å være større enn økningen i nettariffene. Dette gjelder også i scenarioet Lav Vekst, selv om kostnadene da fordeles på et lavere strømforbruk. Høye flaskehalsinntekter også i dette scenarioet bidrar til dette. Industri tilknyttet regionalnettet, kan få ytterligere økte tariffer.

Norsk industri har historisk hatt lavere samlede kraftkostnader sammenlignet med industrien i våre naboland, når vi ser kraftpris, nettariffer og avgifter under ett. Om dette fortrinnet opprettholdes, vil avhenge både av utviklingen i de samlede kraftkostnadene i Norge og av hvordan andre europeiske land velger å finansiere og fordele kostnadene ved energiomstillingen mellom strømkundene og offentlige budsjetter.

Kraftpris (NO2) og tariffutvikling* for industrien i Medium med ulike prisscenarier



Samlede kraftkostnader 2024 for forbruk over 150 GWh**



Kilde: Thema Consulting: Long-term power consumption development for data centers in Norway (sept. 2025), basert på Eurostat: Electricity prices components for non-household consumers

Effektbalansen i Norge blir redusert – og kan bli negativ

Norge har i dag en svakt positiv effektbalanse. Det betyr at i timene med høyest forbruk er det nok tilgjengelig regulerbar produksjon til å dekke forbruket. Den uregulerbare produksjonen har et stort utfallsrom, men kan være lav i disse timene.

Når kraftforbruket øker målt i energi (TWh) øker også maksimalt forbruk, men ikke tilsvarende mye. En del av forbruksveksten, som transport, fordeler seg i noe større grad på andre tider enn høylasttimene. Økt industriforbruk har derimot en jevnere årsprofil og bidrar mer.

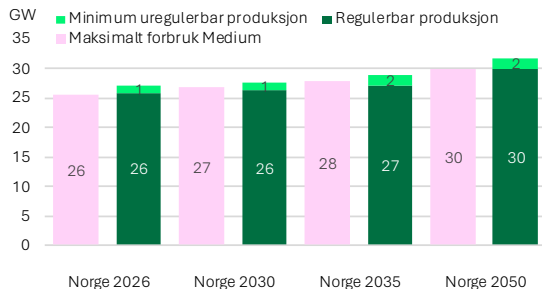
Samtidig bidrar effektoppgraderinger i vannkraftverk til økt tilbud. Hvor mye av dette som kommer er usikkert og varierer med scenarioene våre. Batterier er også en mulig kilde til effekt, men her er det ikke ventet noe større volum i Norge per nå.

I Medium øker maksimalt forbruk* med ca 4 GW til 2050. Investeringer i mer effekt gir 1 GW økt kapasitet i vannkraftverk til 2035 og 4 GW til 2040 utover. Sammen med et visst bidrag fra uregulert vind og vannkraft gir dette i sum en svakt positiv effektbalanse frem til 2040.

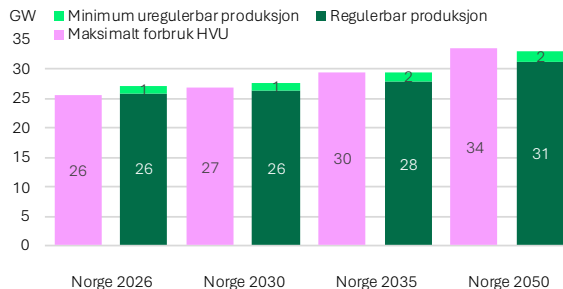
I Høy Vekst Underskudd stiger maksimalforbruket mer enn i Medium. Og selv om veksten regulerbar vannkraft er noe større enn i Medium er det ikke nok til å hindre at Norge får negativ effektbalanse i dette scenarioet.

I Lav Vekst forblir effektbalansen i Norge positiv, ettersom forbruksveksten er lav og det bygges ut 2 GW økt effekt i eksisterende vannkraftverk. Av dette kommer 0,6 GW til 2035 og resten fra 2040 og utover.

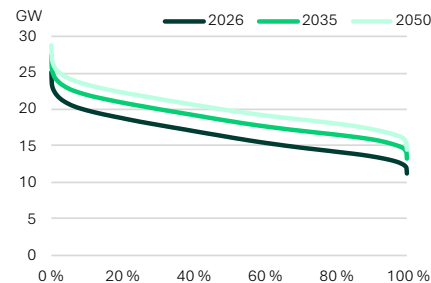
Utvikling i Norges effektbalanse i Medium



Utvikling effektbalanse Norge i Høy Vekst Underskudd



Varighetskurve for norsk forbruk



*Maksimalt forbruk er timen med høyest forbruk i våre simuleringer (ekskludert forbruk til hydrogenproduksjon og elkjel) for hele Norge. Regulerbar produksjon er installert effekt fra termiske kraftverk og regulerbar vannkraft fratrukket revisjoner. Uregulerbar produksjon er den maksimale produksjonen fra landvind, havvind, sol og småskala vannkraft for hele Norge samlet. Vi simulerer uten reservkrav for vannkraft i Samnett. Minimum variabel produksjon er den 1 % laveste samlede produksjon fra variable produksjonskilder for Norge i sum i våre modellsimuleringer. Timene med maksimalt forbruk og minimum uregulerbar produksjon vil ikke nødvendigvis oppstå samtidig.

Samspill med effektbalansen i Norge og i naboland

Samvariasjon i vær gjør at perioder med stram effektbalanse kan oppstå i mye av Europa og Norden samtidig. Med stor utvekslingskapasitet blir dette i stor grad en kollektiv utfordring på tvers av landegrenser.

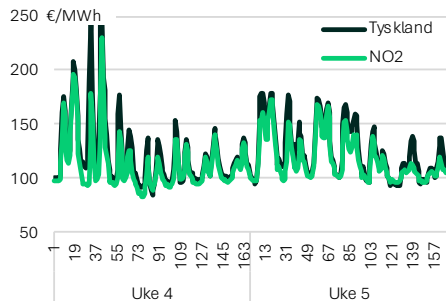
I perioder uten nok produksjonseffekt til å dekke internt forbruk og samtidig ha full eksport på DC-forbindelsene, priskobler Sør-Norge med prisene på kontinentet (figur til venstre). Og i perioder med kulde og lite vind i Norden kan samme marginale enhet sette prisen i hele Norden (figur til høyere).

Sammenlignet med andre land har Norge spesielt gode utsikter til å kunne levere mye effekt i periodene med høyt forbruk og lite produksjon fra vind og solkraft. I motsetning til i våre naboland er det ingen planer om å legge ned regulerbar effekt i Norge. Tvert i mot vil effekten i vannkraften mest sannsynlig øke uten at dette støttes økonomisk.

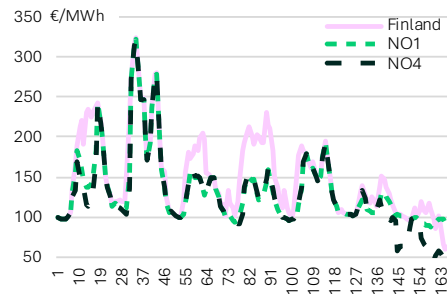
I landene rundt oss må utbyggingen av ny regulerbar effekt støttes av myndighetene. Og i hovedscenarioene legger vi til grunn at dette skjer slik at hvert land isolert sett har en positiv eller nøytral effektbalanse.

Det er imidlertid usikkert om utbyggingen av nye gasskraftverk, batterier og andre bidragsyttere til effektbalansen skjer raskt nok. Hvis det blir forsinkelser i utbyggingen kan dette gi mer anstrengt effektbalanse både i Norden og på kontinentet. I et slikt scenario vil Norge også oppleve høye pristopper med muligheter for midlertidige reduksjoner i det norske forbruket, selv om Norge isolert sett har en positiv effektbalanse. Hvis vi i tillegg er i et scenario der Norge har en negativ effektbalanse slik vi har i HVU blir konsekvensene enda større.

Priskobling mellom NO2 og kontinentet,
historiske priser uke 4 og 5 2026



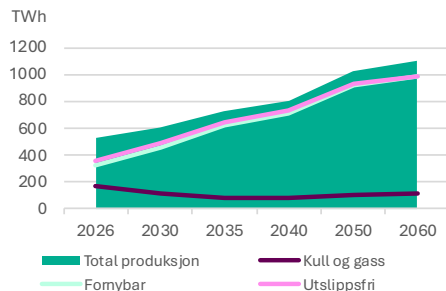
Priskobling i Norden, historiske priser
uke 7 2026



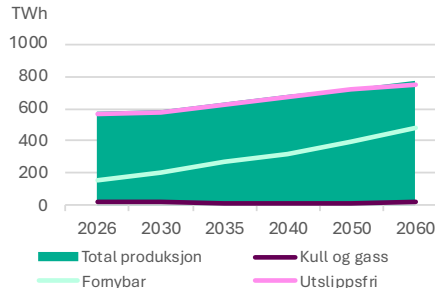


Utvikling i kraftproduksjon for utvalgte land

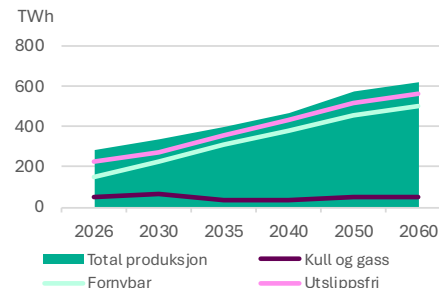
Total kraftproduksjon Tyskland



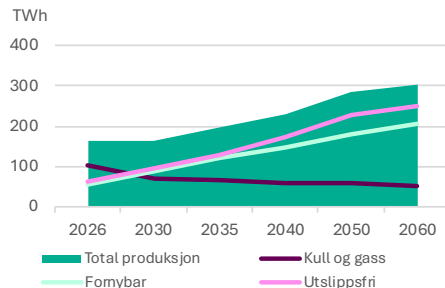
Total kraftproduksjon Frankrike



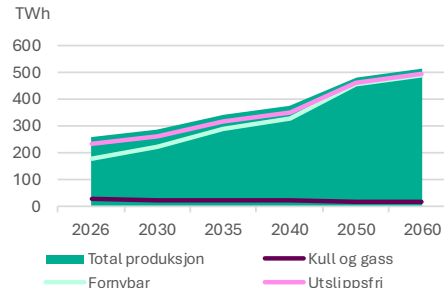
Total kraftproduksjon UK



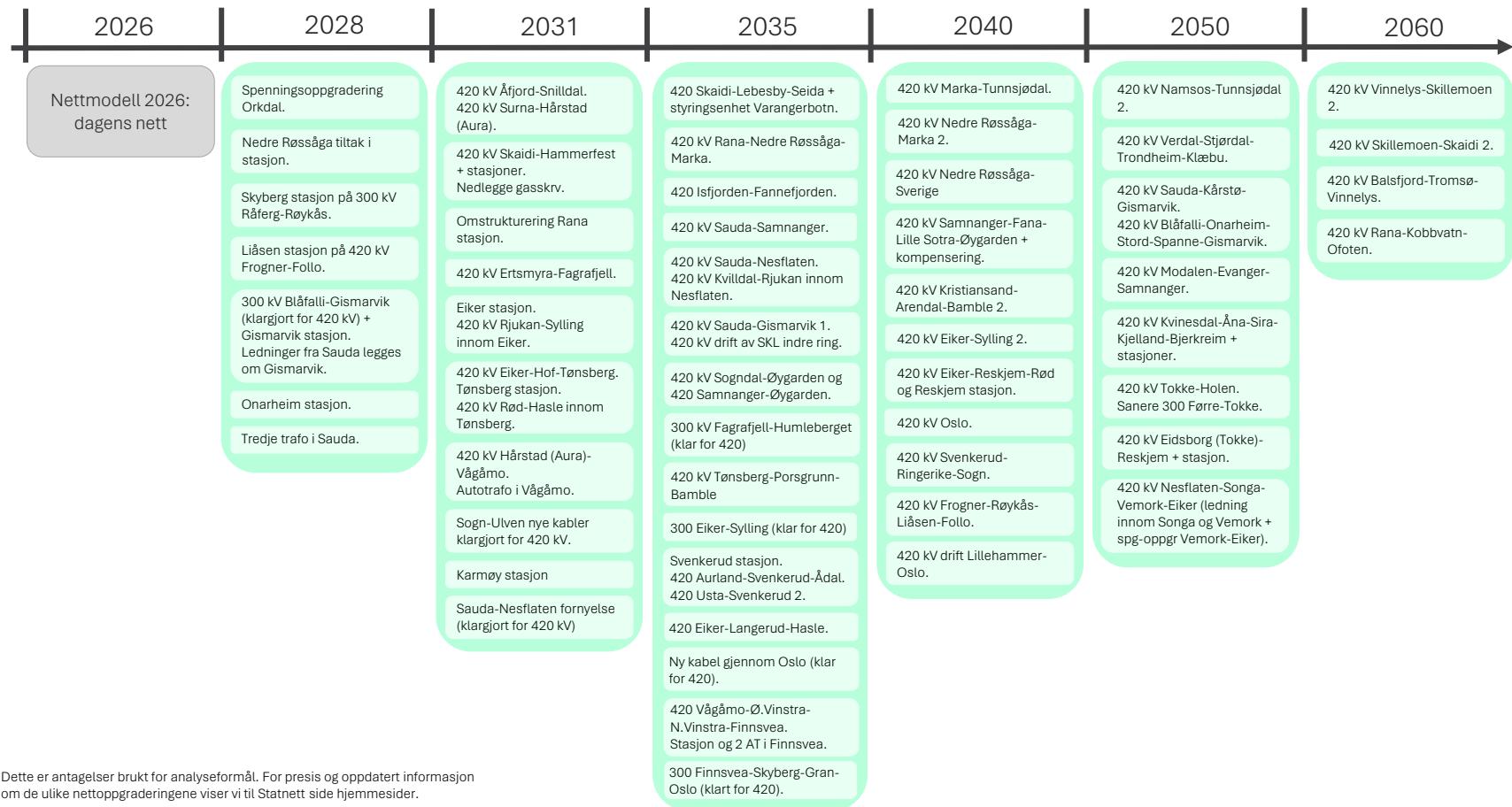
Total kraftproduksjon Polen



Total kraftproduksjon Spania



Nettoppgraderinger tillegg ulike analyseår



Dette er antagelser brukt for analyseformål. For presis og oppdatert informasjon om de ulike nettoppgraderingene viser vi til Statnett side hjemmesider.

Modelloppsettet vi bruker for kraftmarkedsanalyser

Statnett bruker to kraftmarkedsmodeller, **BID3** og **Samnett**, for å simulere kraftmarkedet og gjøre ulike beregninger av hele kraftsystemet i samspill. Både markedet i Europa, driften av vannkraftsystemet i Norge og Sverige, og den fysiske kraftflyten i nettet i Norge og Norden. Disse er optimeringsmodeller med algoritmer som minimerer de samlede produksjonskostnadene time for time i det samlede kraftsystemet i Norden og Europa, innenfor alle restriksjoner gitt av nett og produksjonsapparat. Gitt fri konkurranse og rasjonelle aktører gir dette en gjengivelse av markedet. I Samnett har vi i tillegg kobling til en fysisk nettmodell gjennom **PSS/E**. Denne er basert på Kirchhoffs lover som beregner tilhørende lastflyt time for time. Med PSS/E identifiseres viktige snitt og nettmodellen til Samnett lages. Dette gjør Samnett i stand til å modellere flytbasert markedskobling for håndtering av flaskehalser med budområder.

For å få god nok representasjon av det europeiske markedet dekker våre to hovedmodeller nesten hele det europeiske kraftsystemet. Her er alle kraftverk, alt forbruk, handelskapasiteter og lagring beskrevet med høy grad av nøyaktighet. I Norden er i tillegg hele transmisjonsnettet detaljert beskrevet. For å få en best mulig representasjon av hele systemet bruker vi derfor en kombinasjon av Samnett og BID3 der sistnevnte gir simulerte prisrekker for det kontinentale og britiske markedet som inngangsdata til Samnett. Denne todeling er viktig ikke bare fordi det ville vært ekstremt numerisk krevende å løse hele problemet samlet, men fordi Samnett og BID3 har ulike styrker og egenskaper. Der Samnett er god på vannkraftmodellering og nett, er BID3 best på kraftmarkeder dominert av varmekraft og er bedre på å modellere forbruksfleksibilitet, batterier og hydrogen.

For å få frem hvordan været påvirker produksjon og forbruk, bruker modellene detaljert værhistorikk for 29 år (1988–2016) i hele Europa omgjort til vind, sol og vannkraft time for time, og temperaturkorrigering av forbruket. Slik simulerer vi 250 000 ulike og realistiske tilstander kraftsystemet kan være i for hvert år vi analyserer. Disse timene er simulert sekvensielt time for time, og gir oss alt fra CO₂-utslipp, kraftpriser per område, nettap, kraftflyt, magasinfyllingsgrad, bedriftsøkonomisk inntjening til kraftverk, flaskehalsinntekter, produsent- og konsumentoverskudd m.m.

- Samnett + BID + PSS/E
- Samnett + BID
- BID



PSS/E: Teknisk nettmodell som gjengir øyeblikksbilder av den elektriske delen av kraftsystemet i Norden. Brukes til å beregne kapasitetsgrenser i nettet til bruk i Samnett.

Nettmodell og snitt



Øyeblikksbilder til nye nettanalyser

Samnett: Integrert markeds- og nettmodell. Simulerer de løpende driftskostnadene for hele markedet time for time. Har integrert nettmodell og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSSE med budområder og flytbasert markedskobling. Dekker Norden og Baltikum.



Kontinentale prisrekker

BID3: Kraftmarkedsmodell som med optimeringsalgoritmer simulerer de løpende driftskostnadene for å møte krafttterspørselen time for time. Brukes i Statnett til å gjengi det kontinentale markedet – og gir prisrekker som inngangsdata til Samnett.



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

