



Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030

Et kraftsystem i endring – valgene i dag former framtiden

RAPPORTNR 17/2026

Kraftåret 2025 synliggjorde et kraftsystem i endring

Innledning og sammendrag

Kraftåret 2025 ga produksjonsrekord og historisk høyt kraftoverskudd

I 2025 hadde Norge en historisk høy kraftproduksjon på 161 TWh, og et rekordhøyt kraftoverskudd på 23 TWh. Det reflekterer at Norge i dag har en sterk positiv kraftbalanse, om lag 15 TWh i et gjennomsnittsår. Den gode tilgangen på regulerbar vannkraft gjør også at Norge har en positiv effektbalanse på om lag 2,6 GW, og god evne til å dekke eget forbruk i de strammeste timene. Samtidig er det betydelige og økende regionale forskjeller i kraft- og effektbalansen.

En ujevn ressursituasjon og nettbegrensninger ga store prisforskjeller

Mens Midt- og Nord-Norge hadde høy magasinifylling og en sterk hydrologisk balanse i 2025, hadde sørlige Norge negativ hydrologisk balanse gjennom året. Flaskehalsen i nettet begrenset muligheten til å utjevne de regionale forskjellene, og skapte betydelige prisforskjeller mellom nord og sør. I 2025 hadde Nord-Norge den laveste gjennomsnittsprisen på kraft i Europa. Sørlige Norge ble påvirket av økte prisnivåer i resten av Europa, og fikk noe høyere kraftpriser i 2025 sammenlignet med året før.

Kraftflyten økte, men flaskehalsene kom mer til syne i markedet

I 2025 økte kraftflyten mellom budområdene i Norden. Det ble gjennomført flere større nettoppgraderinger dette året, både i Norge og Norden, noe som muliggjorde høyere kraftflyt. I oktober 2024 ble flytbasert kapasitetsberegning innført i Norden. Formålet med den nye metoden er å utnytte kapasiteten i kraftnettet mer effektivt. Det første hele året med flytbasert kapasitetsberegning tyder på at den nye metoden bidrar til å øke den totale transportkapasiteten i kraftnettet. Samtidig gjør den nye metoden at nettbegrensninger kommer mer til syne i markedet.

Forbruket økte i flere sektorer, men lite ny produksjon ble satt i drift

I 2025 ga mildt vær et lavere oppvarmingsbehov enn året før. Kraftforbruket endte likevel på samme nivå som i 2024, med et samlet forbruk på 138 TWh. Dette skyldtes at forbruket økte i flere sektorer – særlig til datasentre, der forbruket økte med 1 TWh i 2025. Samtidig ble det bare satt i drift om lag 0,6 TWh ny kraftproduksjon, noe som er på nivå med de siste årene. Kraftåret 2025 føyer seg dermed inn i en trend der kraftforbruket er økende, samtidig som lite ny produksjon kommer til.



Kraft- og effektbalansen blir strammere mot 2030

Innledning og sammendrag

Økende forbruk møtes av lite ny produksjon – kraftbalansen svekkes

I dag har Norge en sterk kraftbalanse og positiv effektbalanse. Mot 2030 venter vi likevel at begge vil svekkes. Vi venter en betydelig forbruksvekst framover, drevet av en sterk økning i antall datasentre og videre elektrifisering. Det er likevel stor usikkerhet om forbruksutviklingen de neste årene, og da særlig knyttet til datasentre. Samtidig bygges det ut lite ny kraftproduksjon. Etter 2022 har det blitt satt i drift rundt 0,6 TWh ny kraftproduksjon årlig, i hovedsak vannkraft og solkraft. Utbyggingen av vindkraft har vært tilnærmet null. Også de neste årene venter vi lite ny kraftproduksjon. Mot 2030 ligger dermed forbruket an til å vokse raskere enn produksjonen, og både kraft- og effektbalansen vil svekkes. NVE forventer avtagende, men fortsatt positiv kraft- og effektbalanse i 2030, på henholdsvis 4 TWh og 1,2 GW.

Et endret kraftsystem gir endrede forutsetninger for vannkraften

Et europeisk kraftsystem i rask endring gir også endrede forutsetninger for den norske vannkraften. Tradisjonelt har vannkraftprodusentene gått inn i vintersesongen med høy magasinfylling, for å sikre kraftforsyningen gjennom vinteren. Det siste tiåret har økt utvekslingskapasitet mot utlandet gitt økte muligheter for import i knapphetssituasjoner, noe som har bidratt til å styrke forsynings sikkerheten. Økende vindkraftproduksjon i Norden i samspill med vannkraften har også bidratt til å redusere risikoen for energiknapphet om vinteren. Dette muliggjør at produsentene kan gå inn i vintersesongen med en noe lavere magasinfylling. Veksten i sol- og vindkraft i Nord-Europa har også gitt økte muligheter for import av kraft til lave priser. I tillegg vil klimaendringer, med endrede nedbørsmønstre og mer snøfattige vintre, påvirke produksjonen gjennom året. Samlet gjør disse endringene at vi framover må forvente en noe endret disponering av vannkraften enn vi har sett tidligere.

Svakere nasjonal kraft- og effektbalanse gjør kraftsystemet mer sårbart

De endrede drifts- og handelsmønstrene introduserer imidlertid nye risikoer. Økende avhengighet av import, som følge av svakere kraft- og effektbalanse, gjør det norske kraftsystemet mer sårbart for værvariasjoner og uforutsette hendelser, både i og utenfor Norge. For å gjøre det norske kraftsystemet robust overfor slike risikoer, er det derfor gode argumenter for å opprettholde en sterk kraft- og effektbalanse også i årene som kommer.

Nettbegrensninger blir stadig viktigere og skaper regionale prisforskjeller

Begrenset nettkapasitet får en stadig større betydning for tilknytning av både nytt forbruk og ny produksjon, og bidrar til regionale prisforskjeller. Overgangen til flytbasert kapasitetsberegning gjør også at nettbegrensninger i enda større grad kommer til uttrykk i kraftprisene. De siste årene har antall forbrukskunder som ønsker tilknytning til kraftnettet økt betydelig. Spesielt har antallet datasenteraktører som ønsker tilknytning økt mye. Dette legger press på tilgjengelig kapasitet og gjør nettkapasiteten til en stadig knappere ressurs. Sammen med et aldrende nett bidrar dette til at vi venter økende nettinvesteringer framover.

Norge når trolig ikke målet om 10 TWh strømsparing i bygg innen 2030

Den eneste sektoren der vi venter en svak nedgang i kraftforbruket er i bygg. Mot 2030 anslår vi en nedgang på 1,3 TWh i kraftforbruk til boliger og yrkesbygg. Regjeringen har et mål om 10 TWh redusert kraftforbruk i hele bygningsmassen innen 2030, sammenlignet med 2015. NVEs framskrivning av kraftforbruket i bygninger mot 2030 tyder på at Norge ikke vil nå dette målet.

Datasentre vil kreve store mengder kraft og nettkapasitet

Innledning og sammendrag

KI, skytjenester og digitalisering krever store mengder kraft

Datasentre er i dag blant sektorene med raskest voksende etterspørsel etter kraft og nettkapasitet globalt. De siste fem årene har kraftforbruket til datasentre globalt økt fra om lag 250 TWh i 2020 til nær 500 TWh i 2025.^[1,2] De neste fem årene forventer IEA nok en dobling i kraftforbruket, til nær 1000 TWh i 2030.^[3] I Europa forventer ENTSO-E at kraftbehovet til datasentre vil øke fra rundt 90 TWh i 2024 til over 130 TWh i 2030. Mot 2035 anslår de at kraftforbruket kan nå 200-250 TWh.^[4] De siste årene har flere vestlige land innført tiltak for å søke å styre denne utviklingen.

Datasentre vil dominere forbruksveksten i Norge framover

Norge er et attraktivt land for etablering av datasentre, med høy andel fornybar kraft, relativt lave kraftpriser, et kjølig klima og politisk stabilitet. I 2000 fantes det kun ett datasenter i Norge.^[5] I dag er det over 100 registrerte datasentre.^[6] Bare i 2025 økte kraftforbruket til datasentre i Norge med over 1 TWh, til 3 TWh. Fram mot 2030 anslår vi at forbruket kan øke med ytterligere 5 TWh. Datasenternæringen er trolig den sektoren med størst potensial for å øke kraftforbruket i Norge de neste årene. Hvor stor veksten faktisk vil bli, er imidlertid svært usikkert. Veksten kan også bli høyere enn våre anslag.

Mangel på nettkapasitet kan bli den begrensende faktoren for veksten

I dag er det et stort antall datasenteraktører som ønsker nettilknytning. Statnetts tilknytningsregister viser 120 saker fra datasenteraktører som ønsker å knytte seg til transmisijsnett. I tillegg kommer aktørene som ønsker tilknytning i regionalnettet. I transmisijsnett utgjør reservert og køsatt kapasitet til datasentre om lag 10 GW. Med en anslått brukstid på

70 prosent tilsvarer dette et årlig kraftforbruk på rundt 60 TWh. Mange planlagte datasentre er imidlertid avhengig av at det bygges nytt kraftnett, og mye av dette nettet vil trolig ikke etableres innen 2030. Tilgjengelig nettkapasitet vil derfor trolig – og mer enn kraftpriser – være den begrensende faktoren for veksten i datasentre.

Restriksjoner i andre europeiske land kan gjøre Norge mer attraktiv

I mange europeiske land er manglende nettkapasitet en økende utfordring for tilknytning av nytt forbruk. Stadig flere land innfører begrensninger for nettilknytning. I mars 2026 innførte Danmark en midlertidig stans for å håndtere den kraftige veksten i nye, store tilknytningssaker – der datasentre alene utgjør om lag 40 prosent.^[7] Også land som Sverige, Nederland og Irland har innført begrensninger eller andre typer tiltak for å håndtere lange tilknytningskøer.^[8,9,10] Begrensninger i andre land kan gjøre Norge enda mer attraktivt for datasentre og legge ytterligere press på nettkapasiteten her.

Veksten i datasentre kan utfordre andre nærings- og samfunnsinteresser

Den ventede veksten i antallet datasentre vil kreve betydelige mengder nettkapasitet og kraft, som begge er knappe ressurser i samfunnet. Nettilknytning av et stort antall datasentre, mange med betydelig kraftbehov, vil fort medføre begrensninger for tilknytning av annen ny kraftkrevende næringsvirksomhet. Videre vil en eventuell sterk økning i kraftforbruket fra datasentre, uten en tilsvarende økning i kraftproduksjonen, bidra til at kraftprisene i Norge øker. Dette vil påvirke både eksisterende og nye forbrukere.

Norge påvirkes av hva som skjer i resten av Europa og verden

Innledning og sammendrag

Økende vind- og solkraftproduksjon i Europa gjør at prisene svinger mer

Norge er tett knyttet til resten av Norden og Europa, både gjennom et felles europeisk kraftmarked og fysisk via mellomlandsforbindelsene. Utviklingen i landene rundt oss har derfor stor betydning for kraftmarkedet og kraftprisene i Norge. I 2025 var kraftproduksjonen fra vind- og solkraft i EU for første gang høyere enn produksjonen fra fossile energikilder.^[11] Den økende produksjonen av sol- og vindkraft, kombinert med begrensninger i det europeiske kraftnettet, fører til flere perioder med overproduksjon og svært lave – til tider negative - kraftpriser i Europa. Motsatt kan kraftprisene bli høye når produksjonen fra sol- og vindkraft er lav, og kostbare termiske kraftverk må aktiveres for å dekke etterspørselen. Den økte variasjonen i kraftprisene i Europa påvirker også Norge. De siste årene har vi sett mer varierende kraftpriser i Norge. Særlig ser vi at prisvariasjonen i sørlige Norge har økt.

En urolig geopolitisk situasjon skaper usikkerhet om gassprisene

I mange europeiske land dekkes etterspørselen i høylastperioder ofte av termisk kraftproduksjon, særlig gasskraft, som dermed blir den prissettende teknologien. Gassprisen betyr derfor mye for kraftprisene i Europa. Endringer i gassmarkedet kan gi store utslag i kraftprisene i Europa, som igjen påvirker kraftprisene i Norge. Under energiprisikrisen i 2021-2023 førte ekstreme gasspriser til svært høye kraftpriser i Europa. Dette ga også høye kraftpriser i Norge, særlig i sørlige Norge. Erfaringene fra de siste årene viser at geopolitisk uro raskt kan gi store utslag i gassprisene, og dermed ha betydelig innvirkning på kraftprisene i både Europa og Norge. Etter 2023 har gass-prisene stabilisert seg noe, men en urolig global situasjon bidrar nå til ny usikkerhet om prisutviklingen.

Økt fornybar kraftproduksjon demper prisvirkningene av økte gasspriser

Samtidig er det europeiske kraftsystemet endret siden energiprisikrisen i 2021-2023. Siden da har andelen vind- og solkraftproduksjon økt betydelig i mange europeiske land.^[11] Økt fornybar kraftproduksjon bidrar til lavere forbruk av gass i Europa, som igjen demper prisvirkningene av variasjon i gassprisen. Etter eskaleringen i Persiabukta i slutten av februar, steg gassprisen til det høyeste nivået siden energiprisikrisen. Likevel var kraftprisene i mars på nivå med året før i store deler av Europa. Det er flere årsaker til dette. Blant annet bidro mildere vær til lavere forbruk av både gass og kraft i denne perioden. I tillegg ser den gode tilgangen på vindkraft ut til å ha bidratt til å dempe virkningene på kraftprisen av dyrere gass.

En sterk norsk kraftbalanse vil dempe prispåvirkningen fra Europa

Kraftprisene i Norge fastsettes i et samspill mellom flere drivere, der en av de viktigste er den nasjonale kraftbalansen. Jo lavere kraftbalanse, jo oftere vil Norge ha import av kraft - også når kraftprisene i omkringliggende land er høye. Med en sterk kraftbalanse vil Norge være mindre påvirket av perioder med høye priser i Europa. Utviklingen i den nasjonale kraftbalansen i årene som kommer vil derfor kunne ha stor betydning for den fremtidige kraftprisen i Norge.

Valgene vi tar i dag vil prege utviklingen i lang tid framover

Innledning og sammendrag

En sterkere kraftbalanse etter 2030 forutsetter økt kraftproduksjon

I vår langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025 venter vi at kraftproduksjonen i Norge vil øke etter 2030, og at den norske kraftbalansen da vil styrkes.^[12] Denne utviklingen vil imidlertid ikke skje av seg selv. Våre anslag er basert på at det vil bygges ut vindkraft både til land og til havs i Norge de neste årene. Hvis lite eller ingen ny produksjon tilkommer, vil heller ikke kraftbalansen styrkes. Kraftprisene i Norge vil da bli høyere enn våre anslag. Beslutningene som tas for ny kraftproduksjon de neste årene, vil slik være førende for hvordan utviklingen i kraftbalansen og kraftprisene blir på lang sikt.

Realisering av effektoppgraderinger blir viktig for effektbalansen

De siste årene har NVE fått inn flere søknader knyttet til effektoppgraderinger og pumpekraftverk. De fleste av søknadene gjelder eldre vannkraftverk med oppgraderingsbehov. Samtidig har enkelte prosjekter blitt satt på vent som følge av svak lønnsomhet. Hvilke av disse prosjektene som faktisk realiseres de neste årene får stor betydning for hvordan effektbalansen vil utvikle seg framover.

Beslutninger som tas i dag vil påvirke kraftsystemet etter 2030

Fram mot 2030 venter vi en betydelig forbruksvekst, økende regionale forskjeller i effektbalanse, og et voksende behov for nye nettanlegg og reinvesteringer. Utbygging av både ny kraftproduksjon og nytt kraftnett tar tid. Dagens kraftsystem er i stor grad formet av beslutninger som ble tatt flere år tilbake i tid. På samme måte vil valgene vi tar i dag – både på nett-, produksjons- og forbrukssiden – legge føringer for kraftsystemet flere år fram i tid. Veivalgene og prioriteringene vi gjør mot 2030 vil slik forme utviklingen i kraftsystemet i lang tid framover.



Kraftpriser

Flaskehalsen i nettet skaper prisforskjeller, og knytter prisene sør i Norge tettere til Europa

Flaskehalsar i nettet økte prisforskjellene mellom nord og sør

Kraftpriser

I 2025 økte prisforskjellene mellom Midt- og Nord-Norge, og sørlige Norge. De gjennomsnittlige prisforskjellene var i 2025 på om lag 30-66 øre/kWh, mot 15-31 øre/kWh i 2024. Flaskehalsar i nettet mellom budområdene nord og sør i Norge og Sverige bidro til at kraftprisene i sørlige Norge i liten grad ble påvirket av lavere kraftpriser i nord. Samtidig ble sørlige Norge mer påvirket av et høyere prisnivå i andre europeiske land.

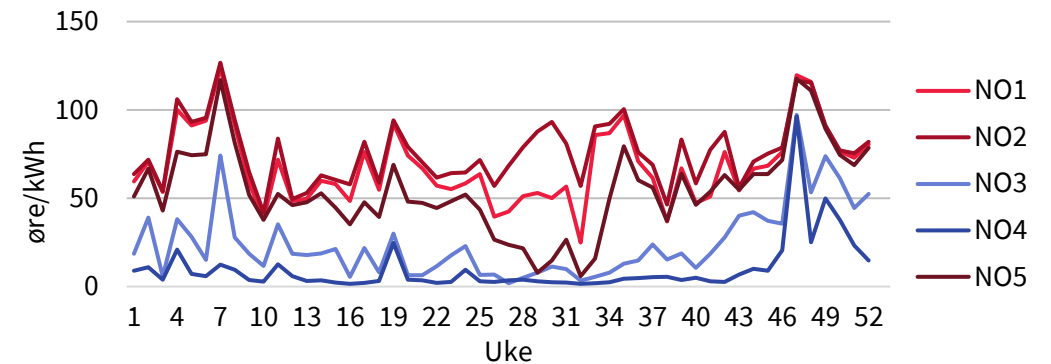
Nord-Norge hadde den laveste gjennomsnittsprisen i Europa i 2025

I 2025 var de gjennomsnittlige kraftprisene i Midt- og Nord-Norge på henholdsvis 25 og 10 øre/kWh, en nedgang sammenlignet med året før. Et stort kraftoverskudd i de nordlige områdene, kombinert med flaskehalsar i nettet, bidro til at Nord-Norge i 2025 hadde den laveste gjennomsnittsprisen i Europa.

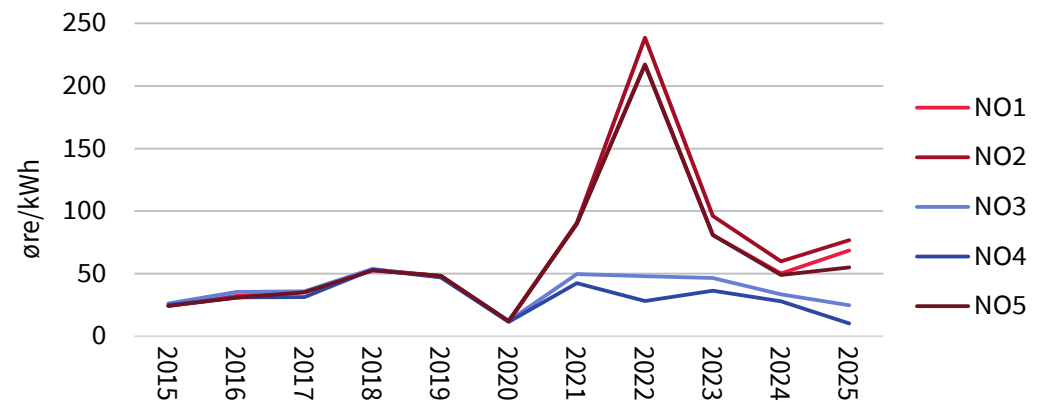
En svakere ressursituasjon bidro til økte kraftpriser i sørlige Norge

De gjennomsnittlige kraftprisene i sørlige Norge var mellom 55 og 77 øre/kWh i 2025, en økning sammenlignet med 2024. Økningen skyldtes blant annet en svakere ressursituasjon enn året før. Budområdene i sørlige Norge er tett knyttet til Norden og Nord-Europa gjennom mellomlandsforbindelser, og et høyere prisnivå i andre nordeuropeiske land bidro også til å løfte prisene i sørlige Norge. Likevel var kraftprisene i 2025 betydelig lavere enn under energipriskrisen, som særlig preget årene 2021-2023.

Norge er delt inn i fem budområder. Se nærmere beskrivelse i [Begrepsbruk](#).



Figur 1: Gjennomsnittlig ukentlig kraftpris fordelt på budområde i 2025. Kilde: Epex Spot



Figur 2: Gjennomsnittlig kraftpris per år for hvert budområde i perioden 2015-2025, målt i 2025-kroner. Kilde: Montel – SysPower og SSB

Mer sol- og vindkraft i Europa gjør at kraftprisene svinger mer

Kraftpriser

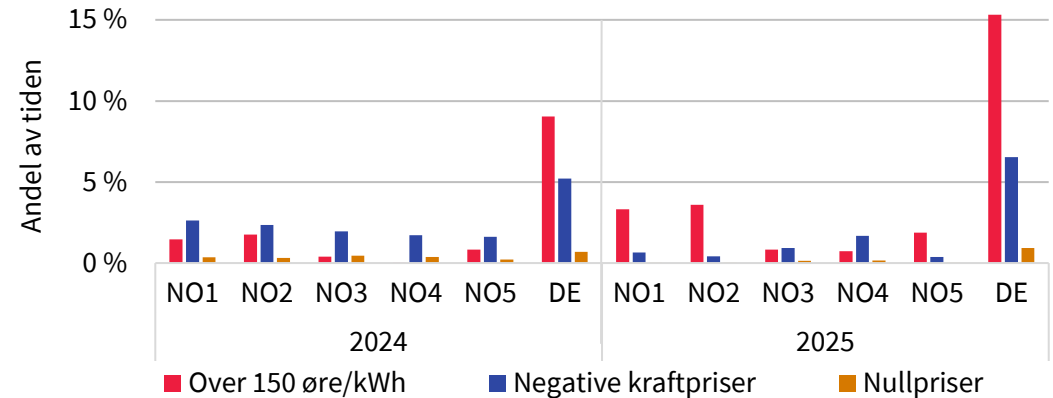
De siste årene har Nord-Europa utenfor Norden hatt en markant økning i prisvariasjon fra time til time. Dette har også påvirket kraftprisene i Norge. I 2025 økte antall høypristimer i alle de norske budområdene, sammenlignet med året før. Antall null- og negative priser gikk likevel ned. Endringene gjorde seg særlig gjeldende i sørlige Norge.

Høy andel sol- og vindkraft gir store prissvingninger i Europa

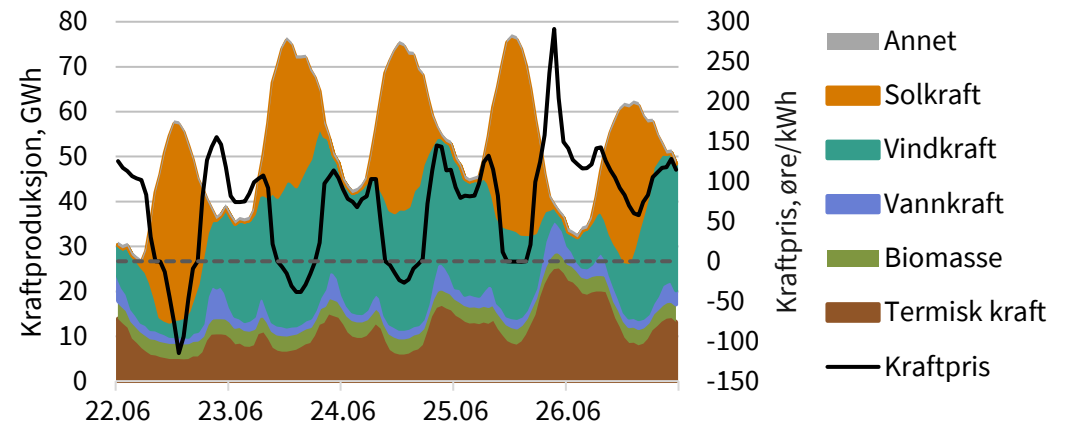
I Tyskland økte både andelen høy- og lavpristimer i 2025. Økningen i lavpristimer var i hovedsak drevet av rekordhøy solkraftproduksjon i andre kvartal 2025. I 2025 var produksjonen fra vind- og solkraft i EU for første gang høyere enn produksjonen fra fossile energikilder.^[11] Den økende andelen sol- og vindkraft i Europa, i kombinasjon med termisk kraftproduksjon, gir økende prisvariasjon fra time til time. I timer med mye sol- og vindkraftproduksjon, kan overproduksjon og avkorting av produksjon gi perioder med svært lave eller negative priser. Motsatt må dyre termiske kraftverk aktiveres når høy etterspørsel sammenfaller med lav sol- og vindkraftproduksjon, og kraftprisene kan nå høye nivåer.

Kraftprisene i Norge påvirkes også av den økende prisvariasjonen

Det norske kraftsystemet er tett integrert med resten av Norden og Europa - både gjennom felles markedsløsninger og fysisk via mellomlandsforbindelser. De økende prissvingningene i Europa påvirker derfor også kraftprisene i Norge. Dette har vi spesielt sett i Sørvest-Norge, der kraftprisen de siste årene har fått en tydeligere døgnprofil - med en tydeligere pristopp i morgentimene og tidlig kveld, som vist i figur 5.



Figur 3: Andel timer med kraftpris over 150 øre/kWh, negative priser og nullpriser i 2024 og 2025 for budområdene i Norge og Tyskland (DE). Kilde: Epex Spot



Figur 4: Kraftproduksjon* og kraftpris i Tyskland fra søndag 22.juni til torsdag 26.juni 2025. Kilde: ENTSO-E og Epex Spot

* Se [Tall bak figurene](#) for hvilke av ENTSO-E sine produksjonsteknologier som inngår i de ulike produksjonskategoriene i figur 4.

Vannkraft bidrar til å dempe svingningene i kraftprisen i Norge

Kraftpriser

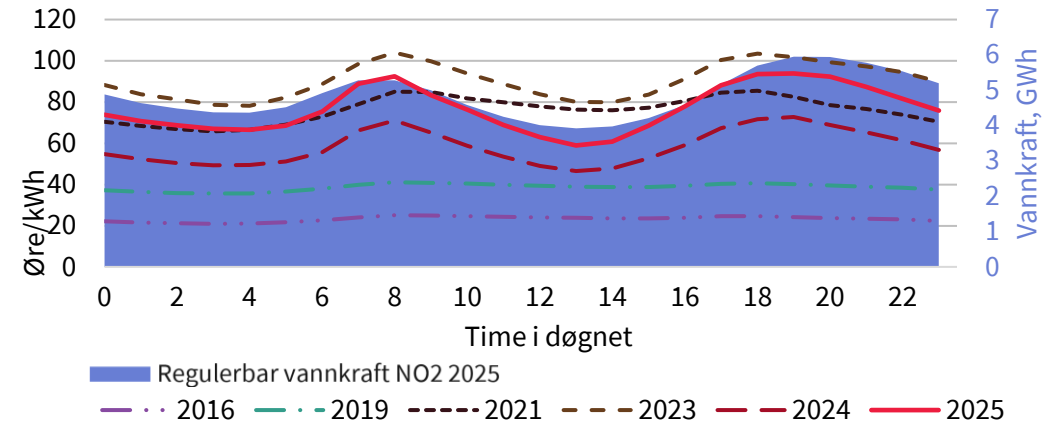
Regulerbar vannkraft bidrar til å dempe prisvariasjonen i Norge

Selv om prisvariasjonen økte i Norge i 2025 sammenlignet med året før, var andelen lav- og høypristimer betydelig lavere i Norge enn på kontinentet. Årsaken til dette er den høye andelen regulerbar vannkraft i Norge, som bidrar til å stabilisere kraftprisene. Kraftprisene i Norge når derfor sjeldnere de laveste og høyeste nivåene som vi i økende grad ser i resten av Europa. En sterk positiv kraftbalanse på 23 TWh i 2025 bidro også til å begrense prissmitten fra kontinentet.

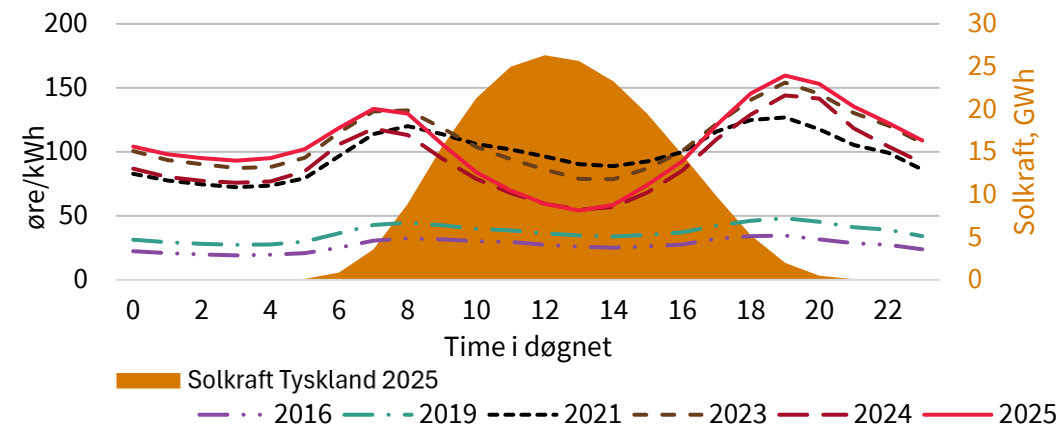
Kraftbalansen påvirker hvor mye europeiske priser smitter over på Norge

I det europeiske kraftmarkedet fastsettes kraftprisene i et samspill mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling mellom land. I Norge henger prisdannelsen tett sammen med hvordan vannkraftprodusentene verdsetter vannet i magasinene. Når fyllingsgraden i vannmagasinene er lav, vil kraftprodusentene verdsette vannet høyere, og forbruket i Norge vil oftere dekkes av import. Norske kraftpriser er derfor mer eksponert for europeiske priser i perioder med lav magasinifylling.

Et eksempel på dette så vi under den europeiske energipriskrisen som startet i 2021, som følge av Russlands reduksjon i gassleveransene til Europa. Dette sammenfalt med lave magasinifyllinger i Norge og periodevis historisk minimum. I sum ga dette rekordhøye kraftpriser i sørlige Norge i 2021-2022. I [dette notatet](#) gir vi en grundigere beskrivelse av sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris.



Figur 5: Gjennomsnittlig døgnprofil for kraftprisen i Sørvest-Norge (NO2) for ulike år mot gjennomsnittlig døgnprofil for regulerbar vannkraftproduksjon i Sørvest-Norge i 2025. Kilde: Montel – SysPower og ENTSO-E



Figur 6: Gjennomsnittlig døgnprofil for kraftprisen i Tyskland for ulike år mot gjennomsnittlig døgnprofil for solkraftproduksjon i Tyskland i 2025. Kilde: Montel – SysPower og ENTSO-E

Flytbasert metode gjør nettbegrensninger mer synlig for markedet

Kraftpriser

2025 var det første hele året med flytbasert kapasitetsberegning i Norden, etter innføringen høsten 2024. Under oppsummerer vi noen av virkningene den nye metoden hadde på kraftpriser og kraftflyt i 2025. I kapittelet [Flytbasert kapasitetsberegning](#) gjennomgår vi disse i mer detalj.

Flaskehals i nettet ga enkelttimer med store prisutslag

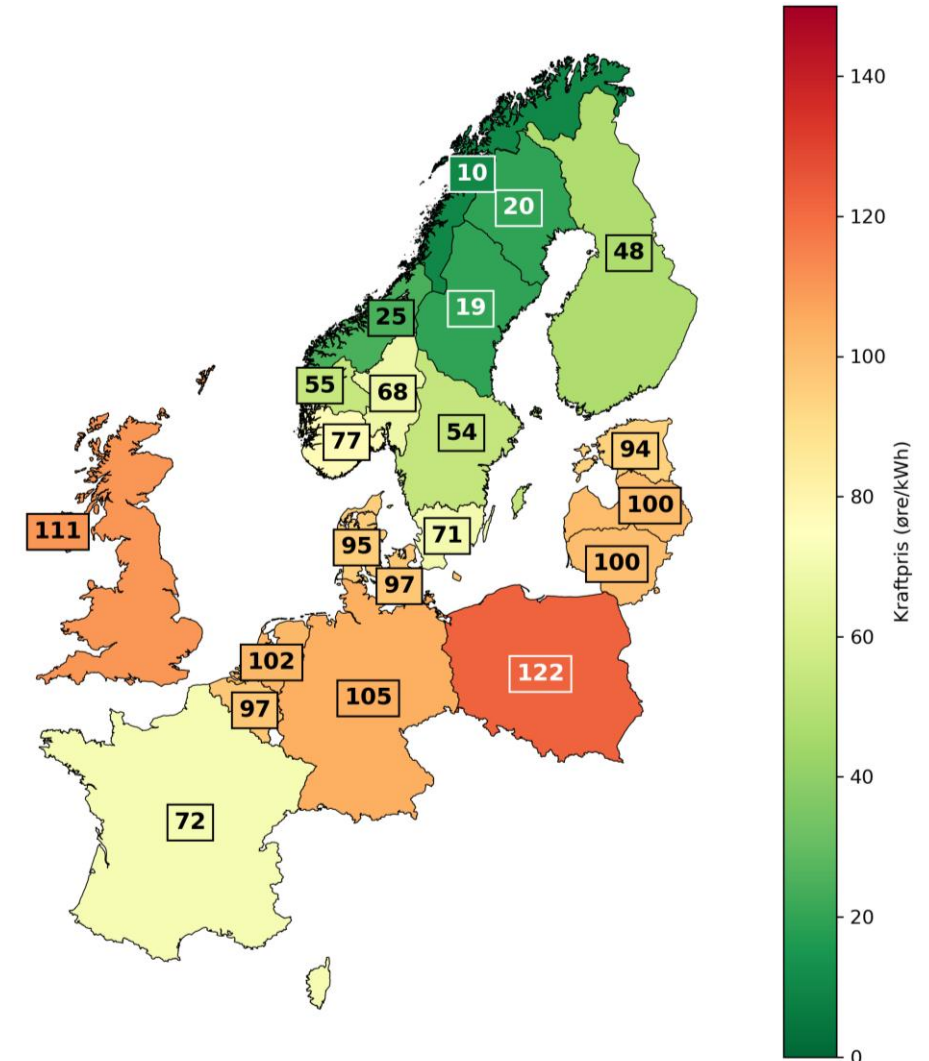
I 2025 så vi eksempler på hvordan flaskehals i nettet ga sterke prisutslag i enkelttimer. Dette oppstod særlig når kraftprisene på kontinentet var høye og kraftflyten sørover fra Norden var stor. I slike situasjoner kan begrensende nettelementer gi sterke prisutslag med flytbasert metode.

Prisforskjeller reflekterer de fysiske begrensningene i hele kraftnettet

Med den nye metoden reflekterer prisforskjellene i markedet de fysiske flaskehalsene i hele nettet, ikke bare på grensen mellom to prisområder. Våre analyser av flytbasertdata viser at noen flaskehals var spesielt viktige for de norske kraftprisene i 2025. Øresundforbindelsen skapte et prisskille mellom Norden og kontinentet. På Vestlandet bidro et svakt nett til å skape prisforskjeller internt i Norge. I Nord-Norge reflekterte de lave kraftprisene at det var betydelige flaskehals ut av området, og de begrensede eksportmulighetene ga innestengt kraft.

Flytbasert metode finner den beste løsningen for systemet som helhet

Erfaringene fra det første året med flytbasert tyder på at den nye metoden legger til rette for en høyere utnyttelse av den samlede nettkapasiteten. Metoden er en del av en større modernisering og automatisering av den nordiske systemdriften og kraftmarkedet. [Driften av kraftsystemet 2025](#) gir en grundigere gjennomgang av dette.



Figur 7: Gjennomsnittlig kraftpris i de ulike budområdene i 2025 – det første hele året med flytbasert kapasitetsberegning i Norden. Kilde: Kraftpriser fra Epex Spot, valutakurser fra Norges Bank

Kraft- og effektbalanse

Forbruket vokser raskere enn produksjonen – kraftbalansen svekkes mot 2030

Norge hadde et historisk høyt kraftoverskudd i 2025

Kraft- og effektbalanse

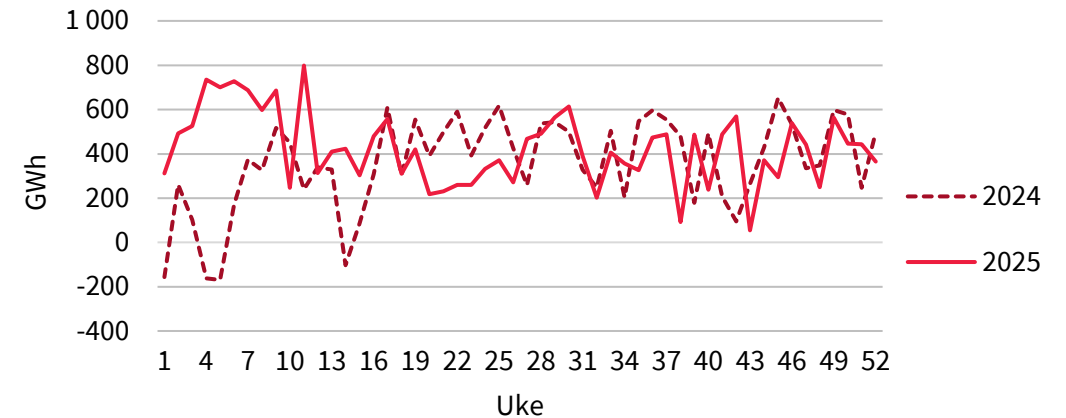
Med en samlet kraftproduksjon på 161 TWh* og et forbruk på 138 TWh* fikk Norge et historisk høyt kraftoverskudd og en nettoeksport på 23 TWh i 2025. Dette tilsvarte en økning på om lag 5 TWh sammenlignet med året før. Økningen var størst i starten av året, med dobbelt så stor nettoeksport i første kvartal sammenlignet med samme periode i 2024.

Krafteksporten var sterkt påvirket av sol- og vindressursene i Europa

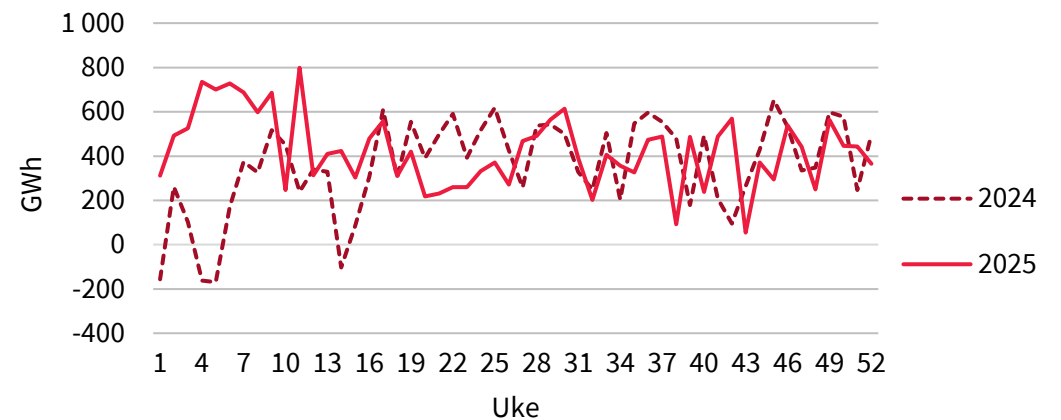
Lav vindkraftproduksjon i store deler av Europa ga høy etterspørsel etter norsk vannkraft i starten av året. Dette bidro til at Norge eksporterte kraft i om lag 90 prosent av tiden i første kvartal. I andre kvartal bidro høy solkraftproduksjon på kontinentet til at Norge importerte kraft i flere timer. Gjennom sensommeren og tidlig høst endret handelsmønsteret seg noe mellom nord og sør i Norge – med redusert eksport fra sørlige Norge og økt eksport fra de nordlige budområdene. Dette mønsteret fortsatte gjennom årets siste kvartal.

Stort kraftoverskudd i Norden som helhet – men store regionale forskjeller

Norden som helhet har i dag en positiv kraftbalanse i *normalår*. I 2025 økte både kraftproduksjonen og kraftforbruket med om lag 2 TWh, noe som ga et samlet nordisk kraftoverskudd på om lag 42 TWh – omtrent på nivå med året før. I likhet med året før var kraftoverskuddet hovedsakelig i de nordlige delene av Norden. De regionale forskjellene økte imidlertid, med om lag 10 TWh økt overskudd nord i Norden – hovedsakelig på grunn av høyere vannkraftproduksjon – og tilsvarende økt underskudd i sør.



Figur 8: Samlet nettoeksport fra Norge per uke. Kilde: ENTSO-E



Figur 9: Tysk vindkraftproduksjon per uke. Kilde: ENTSO-E

* Tall for samlet kraftproduksjon og kraftforbruk er ekskludert pumpekraftforbruk.

Norge har god forsyningssikkerhet i dag, men marginene er fallende

Kraftbalanse

Kraftbalansen i Norge svekkes mot 2030

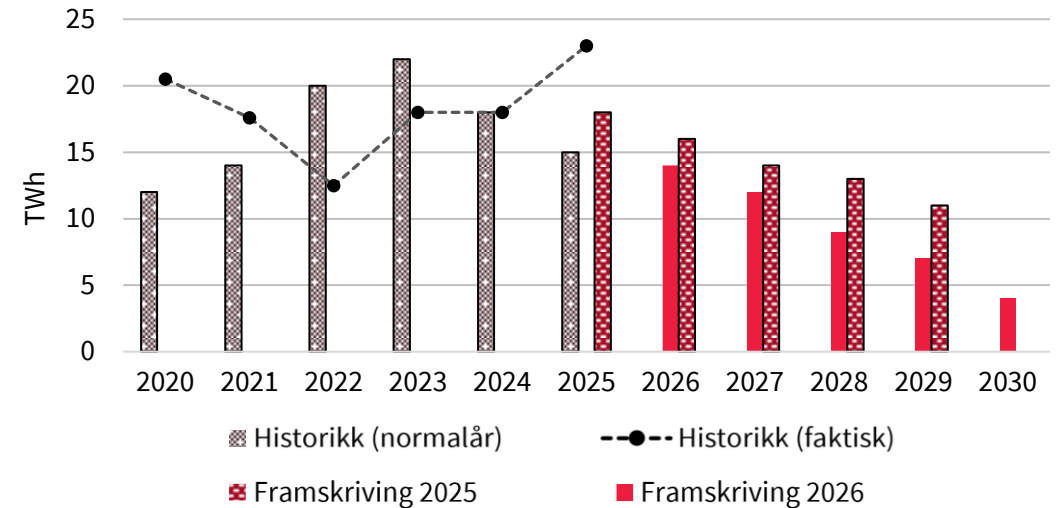
Norge har i dag en sterk positiv kraftbalanse på om lag 15 TWh i normalår. Siden 2023 har imidlertid forbruket vokst mer enn produksjonen, og kraftbalansen har vært fallende. Denne trenden venter vi at vil fortsette mot 2030, og at kraftbalansen vil falle ytterligere, til om lag 4 TWh i 2030. Dette er en større reduksjon i kraftbalansen enn vi la til grunn i fjorårets analyse. Dette skyldes i hovedsak høyere forbruk til datasentre, en svakere nedgang i forbruket for husholdningene og lavere forventet vekst i solkraft på tak enn vi har antatt tidligere.

Ny produksjon vil først realiseres etter 2030

Søknader om ny kraftproduksjon som er til behandling hos NVE eller kommune per i dag, anses i hovedsak først å kunne bli realisert etter 2030. Først mot 2035 venter vi at kraftproduksjonen i Norge vil øke i betydelig grad, særlig fra havvind.^[12] Dette vil bidra til å styrke kraftbalansen i hele landet. Ny kraftproduksjon etter 2030 forutsetter imidlertid at de nødvendige beslutninger tas allerede nå.

Norge har en positiv kraftbalanse på om lag 15 TWh i normalår

I et væravhengig kraftsystem kan den faktiske kraftbalansen variere betydelig fra år til år. Vi skiller derfor mellom kraftbalanse i et *normalår* og i et *enkeltår*. I kraftåret 2025 bidro en sterk ressursituasjon til et kraftoverskudd på 23 TWh, til tross for en *underliggende kraftbalanse* på 15 TWh. Les mer i [Begrepsbruk](#).



Figur 10: Historisk og forventet utvikling i kraftbalansen i Norge, 2020-2030

Kraftbalansen reduseres i alle regioner

Kraftbalanse

Felles for hele landet er at vi venter en sterk forbruksvekst, særlig knyttet til etablering av datasentre. Samtidig kommer det lite ny produksjon før 2030. Dette gjør at vi venter en fallende kraftbalanse i alle budområder.

Overskuddet halveres i nord

I Nord-Norge venter vi at dagens kraftoverskudd på 9 TWh vil halveres mot 2030. Vi venter at elektrifiseringen av gassanlegget på Melkøya bidrar til å øke kraftbruket med 3 TWh fra 2029 til 2030.

Økende underskudd i Midt-Norge

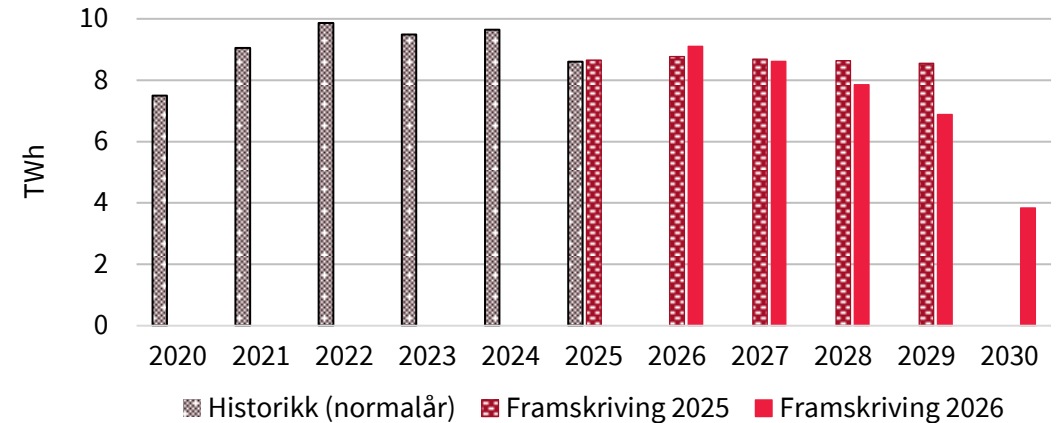
Midt-Norge har hatt negativ kraftbalanse i mange år, og vi venter at underskuddet vil øke, fra rundt 3 TWh i dag til litt over 5 TWh i 2030. Likevel bidrar gode importmuligheter til god forsyningssikkerhet i området. Midt- og Nord-Norge er knyttet til nordlige Sverige (SE1 og SE2), der vi venter et betydelig kraftoverskudd framover.^[12]

Kraftbalansen halveres i sør

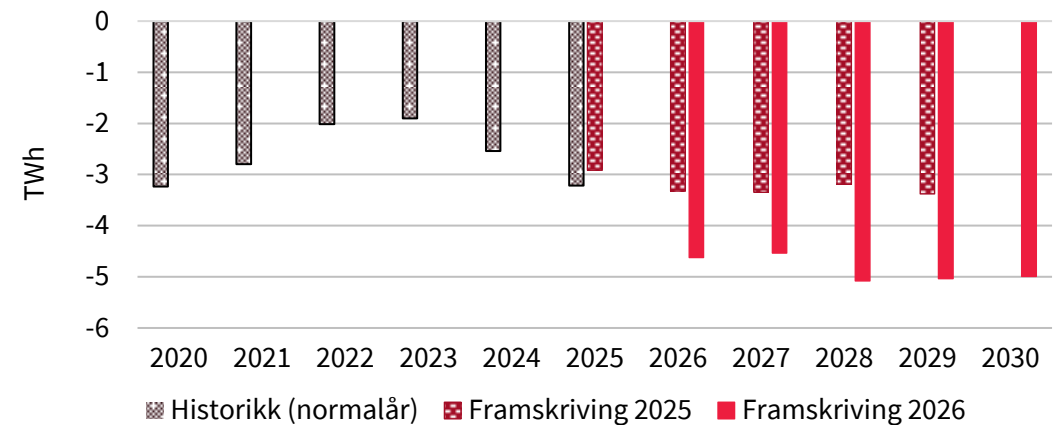
Også i sørlige Norge venter vi at kraftoverskuddet vil halveres fram mot 2030, fra om lag 10 TWh i dag. Som i resten av landet venter vi en sterk forbruksvekst, samtidig som lite ny produksjon kommer til mot 2030.

Framskrivning av kraftbalansen baserer seg på normalår

Kraftbalansen i et enkeltår er svært væravhengig, særlig fordi vannkraftproduksjonen kan varieres mye fra år til år. Framskrivningen av kraftbalansen baserer seg imidlertid på produksjon og forbruk i et normalår.



Figur 11: Normalårsjustert kraftbalanse for Nord-Norge (NO4)



Figur 12: Normalårsjustert kraftbalanse for Midt-Norge (NO3)

Topplasten øker og effektbalansen blir strammere

Effektbalanse

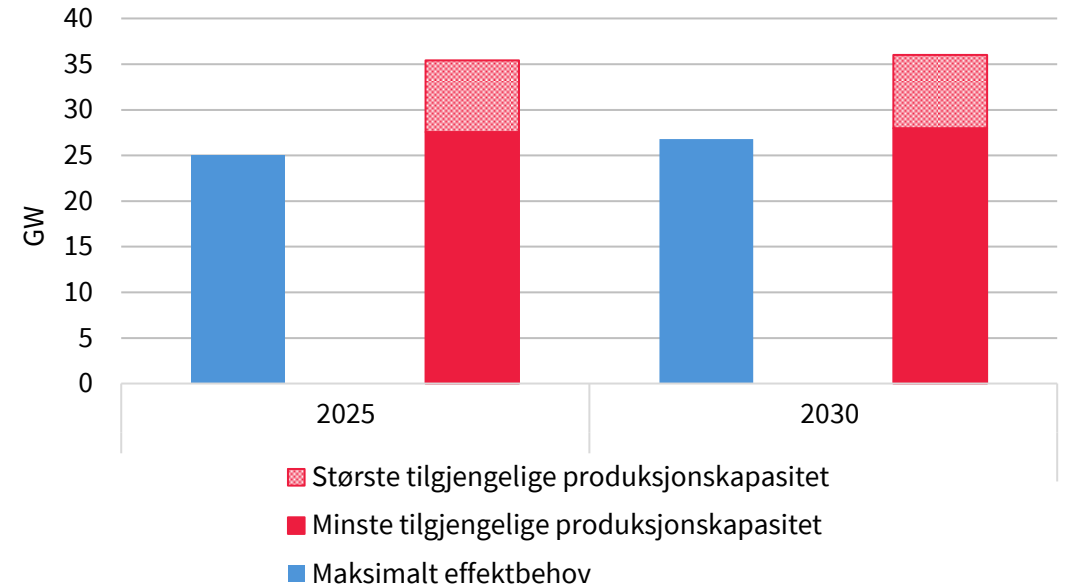
Den 7. januar 2026 hadde Norge et rekordhøyt timesforbruk på 25,3 GWh. Samtidig var kraftproduksjonen om lag 27 GWh, og forbruket ble fullt ut dekket. Norge har i dag god evne til å dekke eget forbruk, også i de strammeste timene. Mot 2030 venter vi likevel at effektbalansen vil reduseres fra om lag 2,6 GW i dag til 1,2 GW. Dette skyldes at topplasten øker, fra rundt 25 GW i dag til om lag 27 GW, samtidig som det kommer lite ny tilgjengelig effekt. Utviklingen er likevel mer positiv enn i vår forrige analyse.^[13]

Effektbalansen beskriver evnen til å dekke forbruket i stramme timer

Den høye andelen kraft til oppvarming i Norge gjør at timene med høyest effektbehov ofte inntreffer i kalde vinterperioder. I kalde perioder kan også den tilgjengelige vannkraftkapasiteten være lavere enn normalt, på grunn av hydrologiske, tekniske og driftsmessige forhold. Kaldt vær kan også sammenfalle med lite vind. For å ta hensyn til dette beregner vi effektbalansen med utgangspunkt i det maksimale effektbehovet og den laveste tilgjengelige produksjonskapasiteten.

En svak effektbalanse gjør kraftsystemet mer sårbart

For å sikre stabiliteten og frekvenskvaliteten i kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom forbruk og produksjon. En positiv nasjonal effektbalanse innebærer at Norge til enhver tid kan dekke eget forbruk uten å være avhengig av import – også i de strammeste timene. Økt importavhengighet vil gjøre kraftsystemet mer sårbart for værvariasjoner og uforutsette hendelser – både i og utenfor Norge.



Figur 13: Forventet endring i effektbalansen for Norge 2025-2030

Kan batterier få en viktigere rolle?

Økt fleksibilitet i kraftsystemet kan bidra til å styrke effektbalansen. Det siste tiåret har batterier hatt en sterk vekst i Europa og Norden. Vi ser nå også økende interesse i Norge, og venter at batterier vil få en stadig viktigere rolle i kraftsystemet. Batterier egner seg godt til kortsiktig flytting av last, og vil med økende utbredelse kunne bidra til å styrke effektbalansen. NVEs [faktaark om batterier](#) gir en oversikt over batteriers rolle og funksjon i kraftsystemet og kraftmarkedet.

De regionale forskjellene i effektbalansen øker

Effektbalanse

Økt topplast og lite ny tilgjengelig effekt de neste fem årene gjør at vi anslår at effektbalansen vil reduseres fra om lag 2,6 GW i dag til 1,2 GW i 2030. Allerede i dag er det store regionale forskjeller i effektbalanse, og fram mot 2030 venter vi at disse forskjellene vil øke.

Effektbalansen faller i nord som følge av utfasing av Melkøya

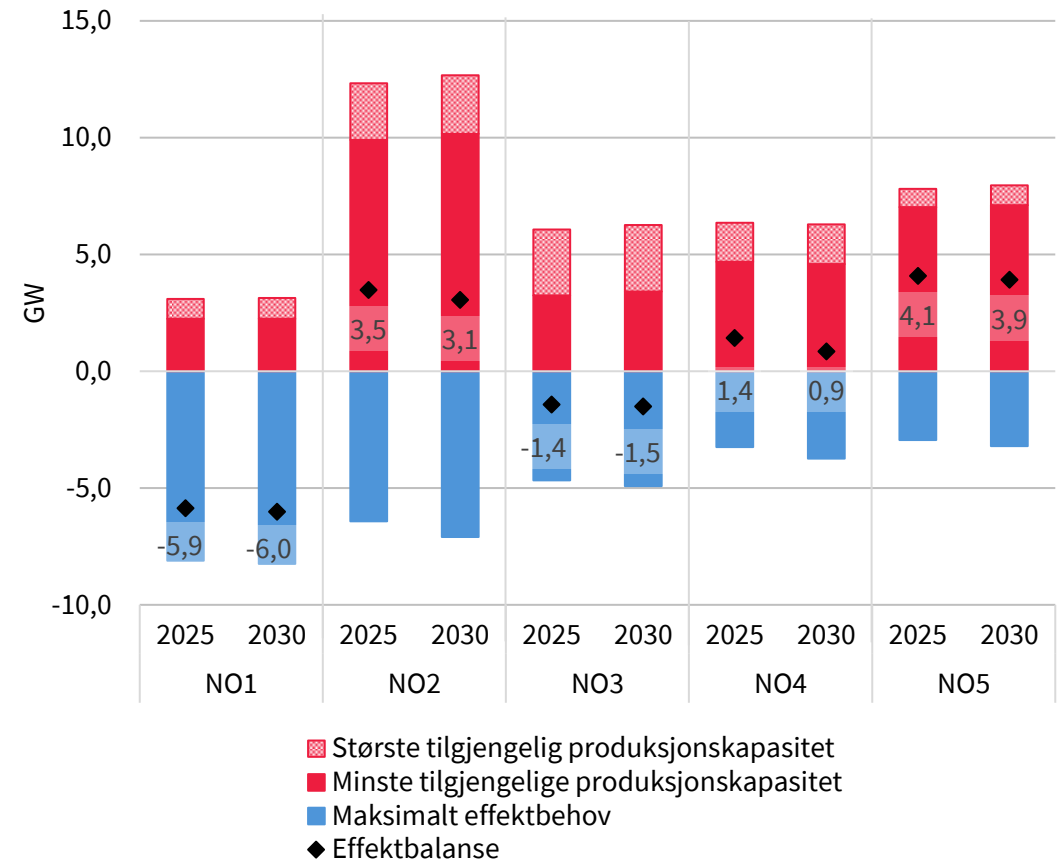
Effektbalansen i Nord-Norge er positiv i dag og ventes å bli det gjennom perioden. Samtidig er Nord-Norge det eneste området der den tilgjengelige produksjonskapasiteten ventes å falle mot 2030, som følge av den planlagte utfasingen av gasskraftverket på Melkøya. Dette bidrar til at effektbalansen reduseres.

Størst utfordringer i Sørøst- og Midt-Norge

Sørøst- og Midt-Norge har høyt effektbehov og samtidig mindre regulerbar kraftproduksjon enn resten av landet. Områdene er derfor ofte avhengig av import i topplasttimene. Sørøst-Norge har den svakeste effektbalansen, men gode importmuligheter fra omkringliggende områder. Midt-Norge har derimot større importbegrensninger og et mer sårbart nett, sammenlignet med Sørøst-Norge, og vurderes derfor som mer utsatt for effektknapphet.

Gradvis strammere effektbalanse i Vest- og Sørvest-Norge

Vest- og Sørvest-Norge har positiv effektbalanse, som følge av god tilgang på regulerbar kraftproduksjon. Samtidig forventes også disse områdene å få gradvis strammere effektbalanse. Som for resten av landet venter vi at effektbehovet vil øke raskere enn tilgangen på ny produksjonskapasitet.



Figur 14: Forventet endring i regionale effektbalanser 2025-2030

Forsyningssikkerheten i Norge ivaretas gjennom flere virkemidler

Kraft- og effektbalanse

En sterk nasjonal kraft- og effektbalanse er viktig for å sikre et robust kraftsystem og god forsyningssikkerhet. Samtidig bidrar flere andre virkemidler til å ivareta forsyningssikkerheten dersom et kraft- eller effektunderskudd skulle oppstå.

Kraftmarkedet er det viktigste verktøyet

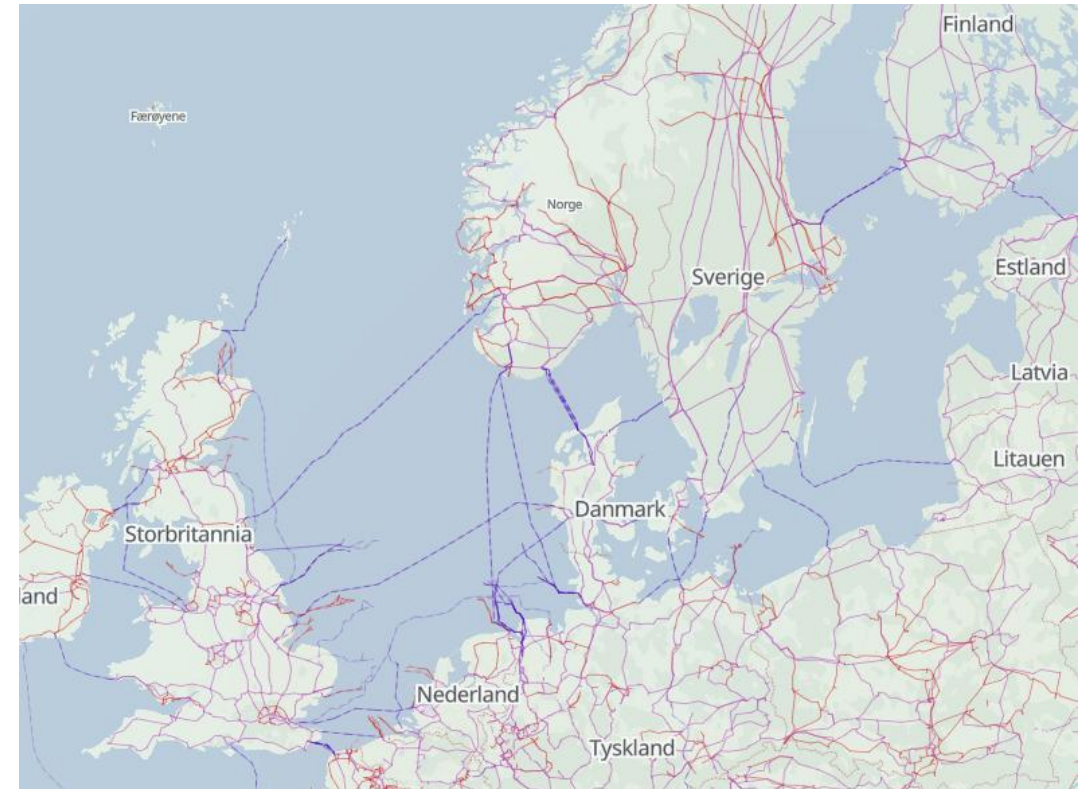
Kraftmarkedet er det viktigste verktøyet systemansvarlig har for å sikre balanse og effektiv ressursbruk i kraftsystemet. For å tilpasse systemdriften til de pågående endringene i kraftsystemet, og sikre en effektiv drift, pågår det i dag en modernisering og automatisering av den nordiske systemdriften og kraftmarkedet. Dette er mer detaljert beskrevet i [Driften av kraftsystemet 2025](#).

Mellomlandforbindelsene muliggjør import i underskuddsperioder

Norge er tett knyttet til resten av Norden og Europa, både gjennom det felleseuropeiske kraftmarkedet og fysisk via mellomlandsforbindelsene. En importkapasitet på om lag 9000 MW muliggjør import i underskuddssituasjoner, for eksempel ved lave magasinivåer. Det nordeuropeiske kraftsystemet er diversifisert, og kraftutveksling gjør det mulig å dra nytte av ulikheter i ressursgrunnlag.

Myndighetene har flere virkemidler for å håndtere knapphet

Myndighetene har flere ulike virkemidler de kan ta i bruk for å sikre forsyningen og motvirke knapphet. *Styringsmekanismen*, som ble innført i 2024, pålegger kraftprodusentene å ha en plan for å ivareta forsyningssikkerheten. *Energiopsjoner* innebærer at større kraftforbrukere kan få betalt for å redusere kraftforbruket i korte perioder.



Figur 15: Det norske kraftsystemet er tett knyttet til andre land gjennom mellomlandsforbindelser. Dette gir flere muligheter for import og eksport ved behov. Kilde: <https://openinframap.org/>

Kraftforbruk

Sterk vekst innen datasentre og økende elektrifisering gir forbruksvekst

Forbruket til datasentre, transport og industri økte i 2025

Kraftforbruk

I 2025 ga et mildt vær lavere oppvarmingsbehov enn året før. Kraftforbruket endte likevel på samme nivå, med et totalt forbruk på 138 TWh*. Dette skyldtes at forbruket økte i flere sektorer. Dersom vi korrigerer for det milde været dette året, ender vi på et temperaturkorrigert forbruk på om lag 142 TWh. Dette er det høyeste temperaturkorrigerede forbruket noen gang.

Kraftforbruket til datasentre økte mest

Kraftforbruket innen datasentre økte med over 1 TWh i 2025, og to data-sentre i hhv. Midt-Norge og Sørøst-Norge stod for størsteparten av veksten.

Elektrifiseringen av transportsektoren fortsetter

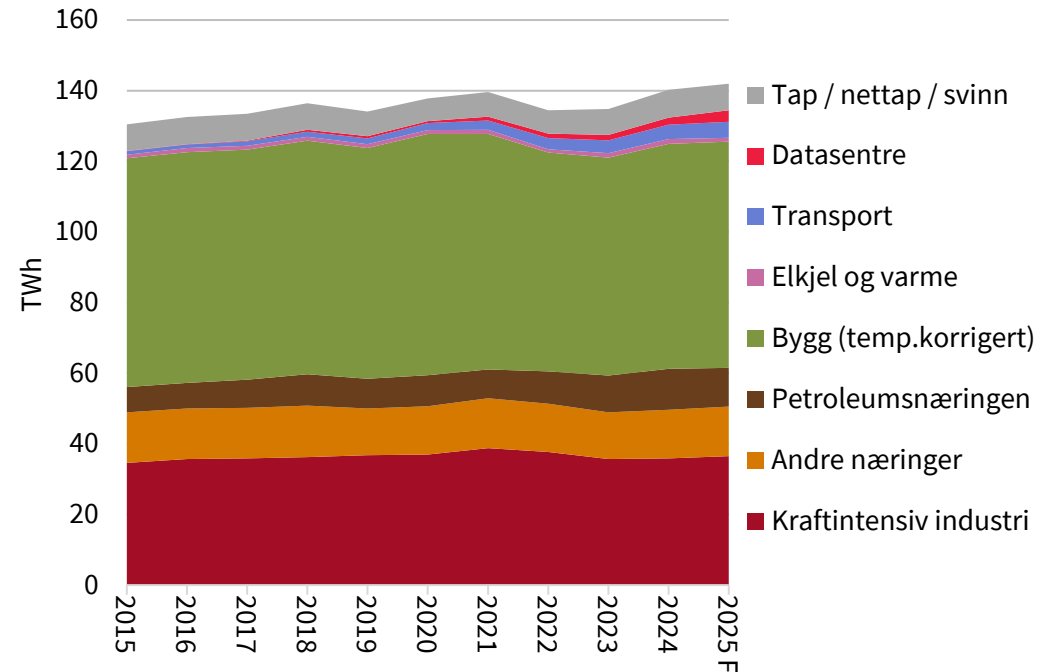
Innen transportsektoren fortsatte tidligere års utvikling – med et økende antall elektriske biler, båter og maskiner som gir økt kraftforbruk.

Fabrikker innen kraftintensiv industri startet opp igjen

Kraftintensiv industri økte forbruket med om lag 0,5 TWh i 2025. Økningen skyldes blant annet at enkelte fabrikker gjenopptok driften etter hendelser som brann og steinras, samt at noen virksomheter utvidet driften i 2025. Innen petroleumsnæringen bidro derimot en driftsstans på Melkøya til 0,5 TWh reduksjon i kraftforbruket.

Temperaturkorrigert forbruk i bygg nærmest uendret

Temperaturkorrigert forbruk i bygg var marginalt høyere i 2025 enn i 2024. Året 2025 var mildere enn 2024, noe som gav en nedgang i faktisk bruk av kraft, fordi det gikk mindre kraft til oppvarming av boliger og yrkesbygg.



Figur 16: Utvikling i temperaturkorrigert kraftbruk 2015-2025. Tall for 2025 er foreløpige. Kilde: SSB og NVE

Temperaturkorrigerings betyr at vi justerer kraftforbruket i husholdninger og yrkesbygg til hva den ville vært i et gjennomsnittså. Dermed blir kraftforbruket sammenlignbart fra år til år. Gjennomsnittså er basert på perioden 1991 til 2020.

Vi venter sterk forbruksvekst mot 2030, drevet av datasentre

Kraftforbruk

De neste fem årene forventer vi en sterk vekst i kraftforbruket i Norge, og at vi når et forbruk på 157 TWh i 2030. Vi forventer vekst i alle sektorer med unntak av innen bygg.

Forbruksveksten drives av datasentre

I likhet med i 2025 forventer vi også at datasentre står for den største veksten innen kraftforbruk mot 2030. Vi har i vår analyse anslått at kraftforbruket til datasentre vokser fra 3 TWh i 2025 til rundt 8 TWh i 2030. Anslaget vårt er basert på kjente planer og prosjekter som har fått reservert kapasitet i nettet hos Statnett.

Elektrifisering og kraftintensiv industri øker kraftforbruket

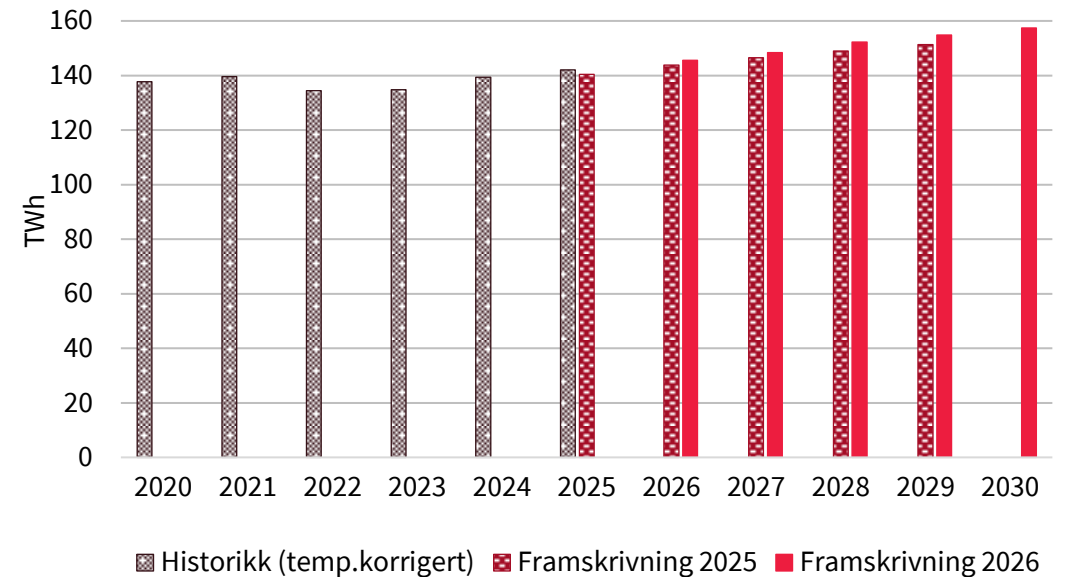
Nesten alle nye personbiler som selges i Norge nå er elektriske og andelen elektriske varebiler, busser og lastebiler er økende. Dette har gitt, og fortsetter å gi, en rask forbruksvekst av kraft innen transport. Også innen petroleumssektoren bidrar elektrifisering av nye og eksisterende felt på sokkelen til økning av kraftforbruket mot 2030. For kraftintensiv industri forventer vi også en økning, siden flere fabrikker har planer om utvidelser.

Vi forventer lavere vekst for batterifabrikker og hydrogen

Selv om forbruket til batterifabrikker vokser noe, har vi nedjustert veksten betydelig de siste årene. Mange batteriprosjekter i Europa har blitt kansellert, blant annet på grunn av sterk konkurranse fra Kina. Også flere hydrogenprosjekter har blitt stoppet eller utsatt de siste to årene. Det ser likevel ut som det blir noe hydrogenproduksjon i Norge mot 2030 og vi venter derfor en gradvis vekst i kraftforbruket til denne næringen.

Kraftforbruket i bygg går ned, men strømsparingsmålet nås trolig ikke

Den eneste sektoren der vi venter en svak nedgang i kraftforbruket er innen bygg. Mot 2030 anslår vi en nedgang på 1,3 TWh i kraftforbruk til boliger og yrkesbygg. Likevel peker NVEs framskrivning av kraftforbruk i bygninger mot at Norge ikke vil nå målet om 10 TWh strømsparing i bygg innen 2030.



Figur 17: Utvikling i temperaturkorrigert kraftbruk mot 2030. Kilde: NVE

Kraftforbruket i bygg reduseres av energieffektivisering

Kraftforbruk

Kraftforbruket i bygg går ned, men mål om 10 TWh reduksjon nås ikke

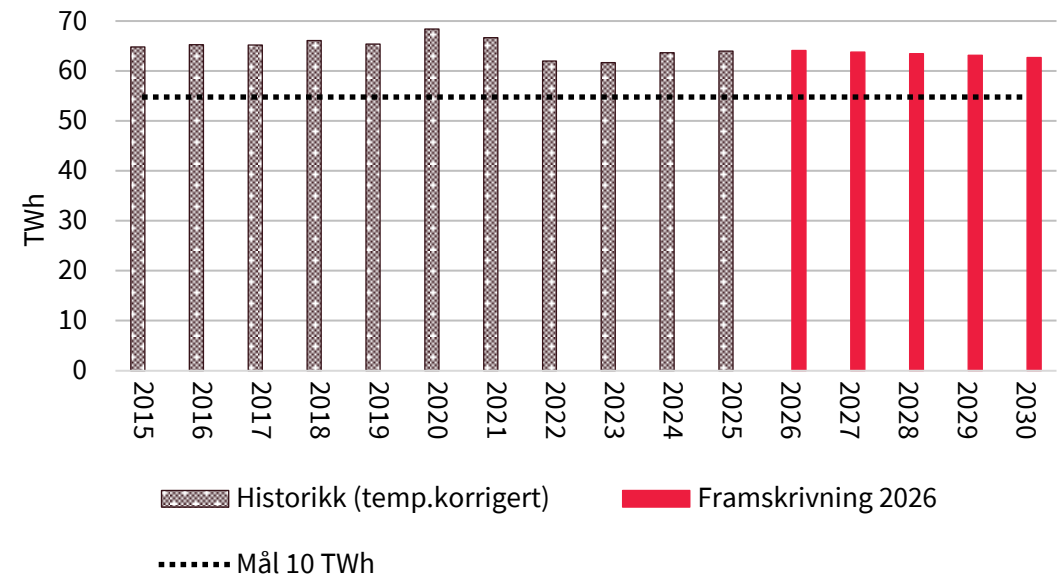
Vi anslår en nedgang på 1,3 TWh i kraftforbruk til boliger og yrkesbygg mot 2030. Gitt dette ligger ikke Norge an til å nå målet om 10 TWh redusert kraftforbruk i bygg fra 2015 til 2030. Nedgangen i forbruk i bygg drives av at gamle bygg rives og erstattes av mer energieffektive bygg, og at det bygges flere leiligheter enn småhus. I våre anslag veier disse driverne omtrent opp for økt energibehov som følge av befolkningsøkning og at vi blir stadig færre personer per husholdning.

Innfasing av LED-teknologi har gått raskere enn antatt

Raskere innfasing av LED-lamper enn tidligere forutsatt i boliger, gjør at det gjenstående sparepotensialet er mindre enn i tidligere analyser. Overgangen til LED-belysning i yrkesbygg går imidlertid saktere enn i boliger og er forventet å kunne gi en besparelse på rundt 1 TWh mot 2030.

Flere ulike virkemidler gir insentiver til energieffektivisering

Viktige regulatoriske virkemidler for energieffektivisering er byggeteknisk forskrift, økodesignforskriften og energimerkeordningen for bygg og produkter. Støtteordningene til Enova er tatt hensyn til i våre framskrivinger. Virkninger på kraftforbruket som følge av den midlertidige strømstøtteordningen er hensyntatt indirekte, ved at forbruket disse årene inngår i kalibreringen mot historiske trender og statistikk. Eventuelle virkninger av Norgespris på forbruket er ikke tatt hensyn til.



Figur 18: Status på mål om 10 TWh strømsparing i bygg. Historisk og framskrevet kraftforbruk i bygg. Kilde: SSB og NVE

Datasentre vil kreve store mengder kraft framover

Kraftforbruk

Datasentre vil stå for den største forbruksveksten i Norge mot 2030

Bare i 2025 økte kraftforbruket til datasentre i Norge med over 1 TWh, til 3 TWh. Mot 2030 venter vi at kraftforbruket til datasentre vil vokse fra 3 TWh i 2025 til rundt 8 TWh i 2030. Dette er en prosentvis større vekst enn IEA legger til grunn for veksten globalt. Tilgang på fornybar kraft, relativt lave kraftpriser, kjølig klima, politisk stabilitet og kvalifisert arbeidskraft gjør Norge til et attraktivt land for etablering av datasentre.

Mangel på nettkapasitet vil trolig bli den begrensende faktoren

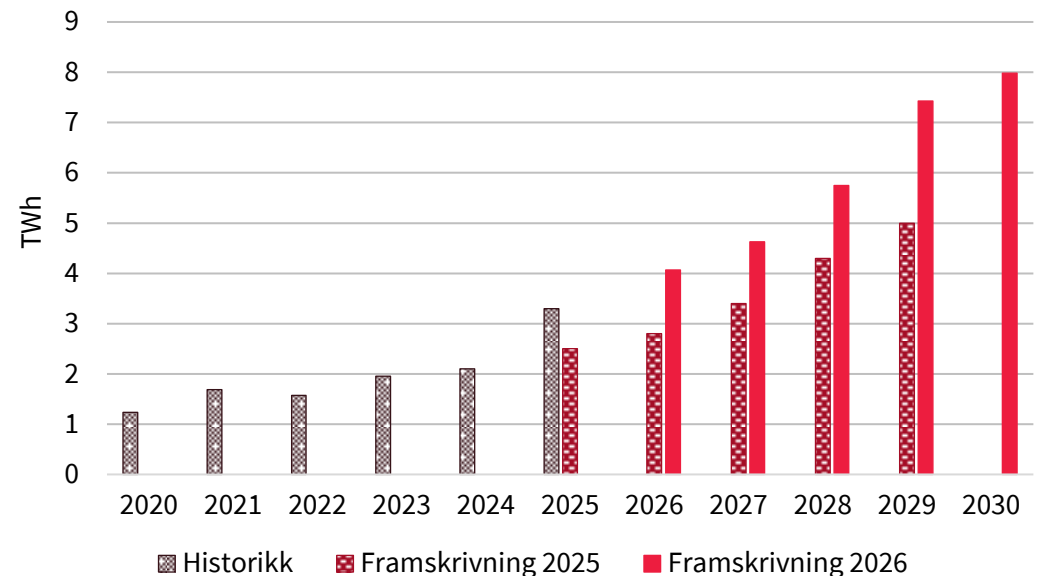
I 2000 fantes det kun ett datasenter i Norge.^[5] I dag er antallet over 100.^[8] Statnetts tilknytningsregister viser 120 saker fra datasenteraktører som ønsker å knytte seg til transmisjonsnett. I tillegg kommer aktørene som ønsker tilknytning i regionalnettet. I transmisjonsnett utgjør reservert og køsatt kapasitet til datasentre om lag 10 GW.^[14] Med en brukstid på 70 prosent tilsvarer dette et årlig kraftforbruk på rundt 60 TWh. Mange datasentre står i kø og er avhengig av nytt kraftnett for å få plass. Mye av dette vil trolig ikke rekke å bli etablert innen 2030. Tilgjengelig nettkapasitet kan derfor bli den begrensende faktoren.

KI, skytjenester og digitalisering krever store mengder kraft globalt

Datasentre er i dag blant sektorene med raskest voksende etterspørsel etter kraft og nettkapasitet globalt. De siste fem årene har kraftforbruket til datasentre globalt økt fra om lag 250 TWh i 2020 til nær 500 TWh i 2025.^[1,2] De neste fem årene forventer IEA nok en dobling i kraftforbruket, til nær 1000 TWh i 2030.^[3] I Europa forventer entso-e at kraftbehovet til datasentre vil øke fra rundt 90 TWh i 2024 til over 130 TWh i 2030. Mot 2035 anslår de at kraftforbruket kan nå 200-250 TWh.^[4]

Restriksjoner i andre europeiske land kan gjøre Norge mer attraktiv

I mange europeiske land er manglende nettkapasitet en økende utfordring for tilknytning av nytt forbruk. I mars 2026 innførte Danmark en midlertidig stans for å håndtere den kraftige veksten i nye, store tilknytningssaker – der datasentre alene utgjør om lag 40 prosent. Også land som Nederland, Tyskland, Irland og Sverige har innført begrensninger eller andre typer tiltak for å håndtere lange kapasitetskøer.^[8,9,10]



Figur 19: Kraftforbruk til datasentre i Norge.



Kraftproduksjon

Det kommer lite ny produksjon fram mot 2030

Høy vannkraftproduksjon ga produksjonsrekord i 2025

Kraftproduksjon

I 2025 ble det produsert 161 TWh kraft i Norge, en økning på nær 5 TWh fra 2024, som resulterte i ny produksjonsrekord*. Økningen var størst for vannkraft, som sto for om lag 144 TWh av produksjonen. Vindkraftproduksjonen var også høy, til tross for en liten nedgang fra året før.

Høy magasinfylling og stor produksjonsøkning i Midt- og Nord-Norge

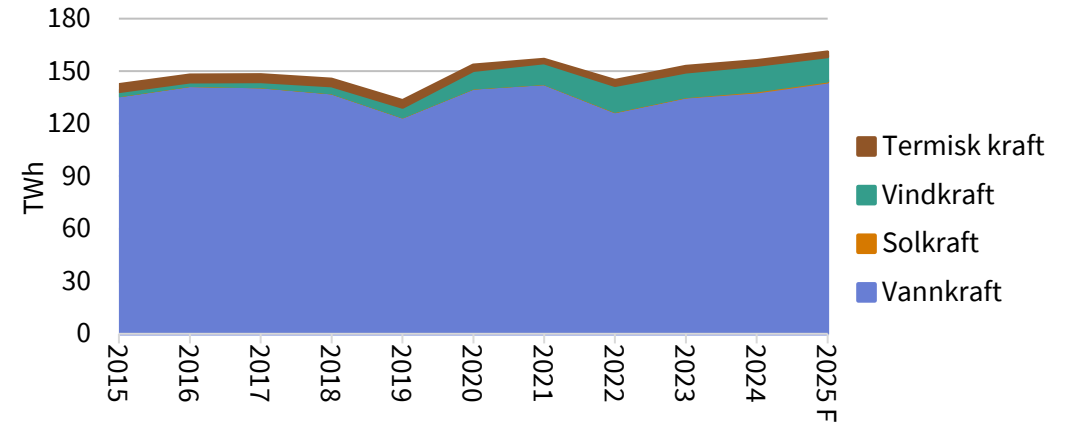
2025 var et middels vått år, der Norge fikk om lag 138 TWh nyttbart tilsig. Mye nedbør og snøsmelting bidro til at vannkraftproduksjonen i Midt- og Nord-Norge var 8 TWh høyere enn året før. Magasinfyllingen var imidlertid høy gjennom hele året, og deler av tilsig ble tappet forbi kraftverkene. I Midt- og Nord-Norge ble det produsert 44 TWh vannkraft i 2025, noe som er 2 TWh mer enn gjennomsnittet for de ti siste årene.

Mye vannkraftproduksjon i sørlige Norge i starten av året

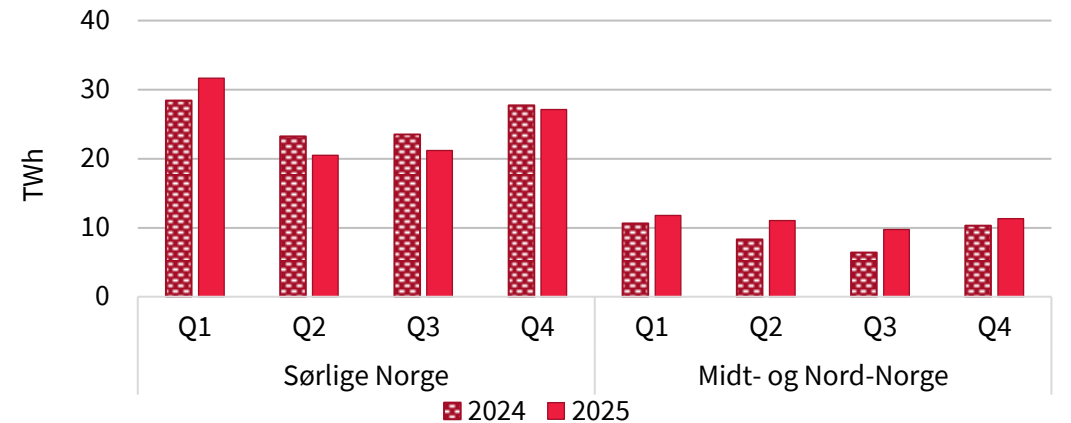
Mindre nedbør enn gjennomsnittet bidro til at årsproduksjonen i sørlige Norge gikk ned sammenlignet med året før. Likevel ble det produsert historisk mye i denne delen av landet i første kvartal 2025. Høye vannmagasinnivåer ved inngangen av året, og relativt høyt tilsig gjennom kvartalet, ga god tilgang på vannkraft. Høye kraftpriser nord på kontinentet i denne perioden ga også økt etterspørsel etter norsk vannkraft.

Hva er «nyttbart tilsig»?

Nyttbart tilsig betegner den nedbøren som kan benyttes til kraftproduksjon, og inkluderer nedbør som har blitt utnyttet av vannkraftverkene eller lagret i vannkraftmagasinene. Flomtap, fordamping, og endringer i snømagasin og grunnvann er ikke inkludert i nyttbart tilsig.



Figur 20: Årlig kraftproduksjon i Norge 2015-2025, fordelt på produksjonsteknologiene. Tall for 2025 er foreløpige. Kilde: SSB og NVE



Figur 21: Vannkraftproduksjon i de norske budområdene per kvartal i 2024 og 2025. Kilde: ENTSO-E

Ressurssituasjonen var svært ulik mellom nord og sør i 2025

Kraftproduksjon

Det var stor forskjell på hvordan ressurssituasjonen utviklet seg gjennom året i nord og sør – med høy magasinfylling gjennom hele året i nord, og lite snø og redusert hydrologisk balanse i sør.

Midt- og Nord-Norge hadde høy magasinfylling gjennom hele året

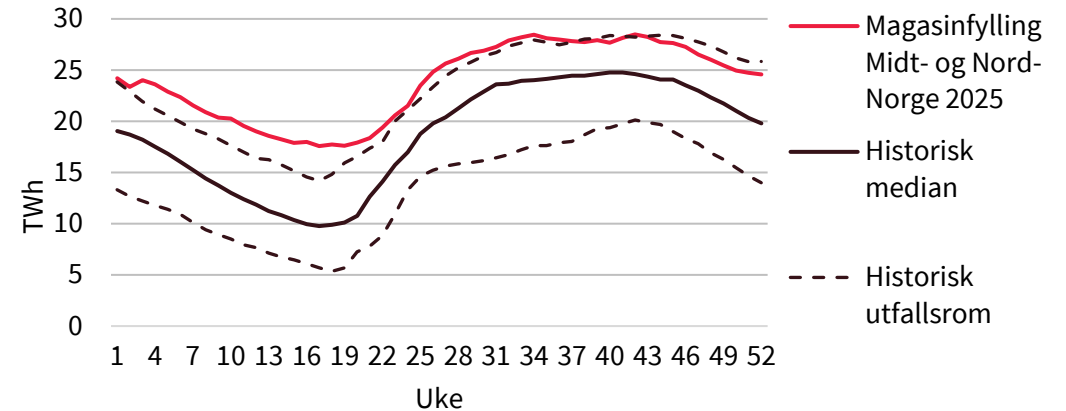
Ved inngangen til 2025 hadde Midt- og Nord-Norge mye snø og rekordhøy magasinfylling. Perioder med mye nedbør bidro til at magasinfyllingen forble høy hele året. Til tross for noe mindre snø enn normalt, var den hydrologiske balansen i Midt- og Nord-Norge sterk ved utgangen av 2025.

Lite snø i sørlige Norge ga lavt tilsig og redusert hydrologisk balanse

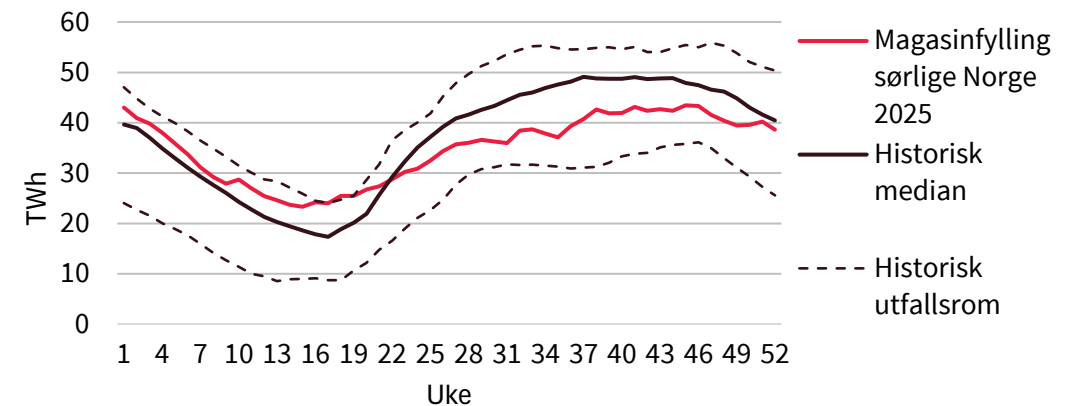
Vinteren 2024-2025 kom mye av nedbøren som regn i sørlige Norge, og bidro til at magasinfyllingen før vårsmeltingen var rekordhøy. Lite snø i fjellet ga lite tilsig til magasinene gjennom snøsmeltingen, og lav magasinfylling mot slutten av sommeren. Utover høsten økte magasinfyllingen betydelig, og mildt vær bidro til rekordlite snø ved utgangen av året.

Lavere risiko for energiknapphet kan gi jevnere magasinfylling

Tradisjonelt har vannkraftprodusenter i Norge gått inn i vintersesongen med høy magasinfylling, for å sikre forsyningen fram mot snøsmeltingen. Det siste tiåret har økt utvekslingskapasitet mot utlandet og økende vindkraftproduksjon i Norden bidratt til å redusere risikoen for energiknapphet om vinteren. Økt utvekslingskapasitet gjør også at produsentene kan øke verdien av vannet ved å produsere mer andre tider av året. Dette kan bidra til at produsentene nå går inn i vintersesongen med noe lavere magasinfylling enn det vi har sett historisk, og til at fyllingen blir jevnere over året.



Figur 22: Magasinffylling gjennom året i Midt- og Nord-Norge i 2025, sammenlignet med median-, maksimum- og minimumsnivåer for perioden 2005-2024.



Figur 23: Magasinffylling gjennom året i sørlige Norge i 2025, sammenlignet med median-, maksimum- og minimumsnivåer for perioden 2005-2024.

Vi venter en svak økning i kraftproduksjonen fram mot 2030

Kraftproduksjon

Den svake veksten i ny kraftproduksjon fortsetter også mot 2030

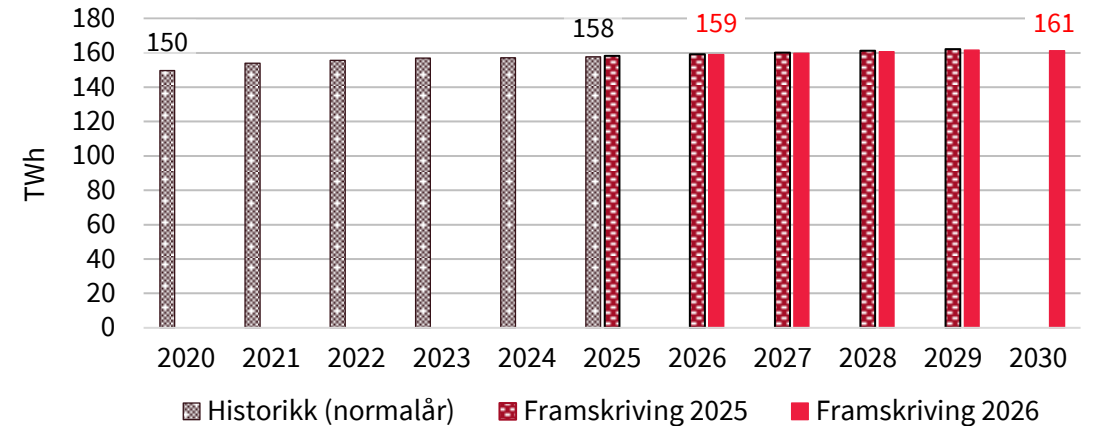
Mot 2030 venter vi en svak økning i total kraftproduksjon i Norge, fra en normalårsproduksjon på 158 TWh i 2025 til 161 TWh i 2030. Vi venter at kraftproduksjonen øker med om lag 5 TWh i perioden, der vann- og solkraftproduksjon står for hoveddelen av veksten. Samtidig reduserer nedleggelsen av gassturbinene på Melkøya kraftproduksjonen med 1,4 TWh. Den svake veksten i ny kraftproduksjon er del av en større trend vi har sett de siste årene, der lite ny produksjon har blitt satt i drift. Nedenfor beskriver vi våre forventninger til utviklingen i vannkraftproduksjon, mens utviklingen for sol-, vind- og termisk kraft omtales på neste side.

Vannkraftproduksjonen øker med 3 TWh fra 2025 til 2030

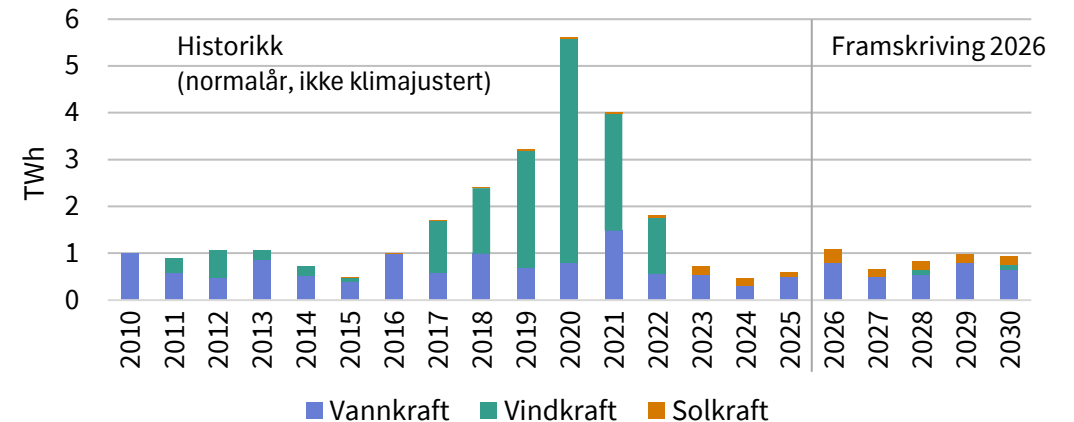
I 2025 økte produksjonsevnen i norske vannkraftverk med 0,5 TWh.^[14] Mot 2030 venter vi en ytterligere økning på 3 TWh. Nye kraftverk og utvidelser bidrar med i underkant av 2 TWh, mens bytte av løpehjul gir en økning på 0,3 TWh. I tillegg bidrar økt tilsig som følge av klimaendringer med om lag 1 TWh økt produksjon mot 2030.

Effektoppgraderinger kommer hovedsakelig først etter 2030

Eldre vannkraftverk med oppgraderingsbehov utgjør en stadig større andel av produksjonskapasiteten.^[15] Mange av disse anleggene står ovenfor et mulighetsrom for effektoppgraderinger i forbindelse med reinvestering. NVE har fått flere søknader om effektutvidelser, men mange av disse kan først settes i drift etter 2030. Samtidig har enkelte prosjekter blitt satt på vent som følge av svak lønnsomhet.



Figur 24: Total kraftproduksjon i Norge. Termisk kraft er oppgitt som faktisk produksjon, mens vind, sol og vannkraft er normalårsjustert. Vannkraftproduksjonen er oppgitt med rullende 30 års referanseperiode.



Figur 25: Normalårsproduksjon fra utbygging av fornybar kraft per år. Historikk og framskriving 2026 er normalårsjustert, men ikke klimajustert.

Veksten i solkraft avtar, og det kommer lite ny vindkraft mot 2030

Kraftproduksjon

Termisk kraftproduksjon halveres i 2030

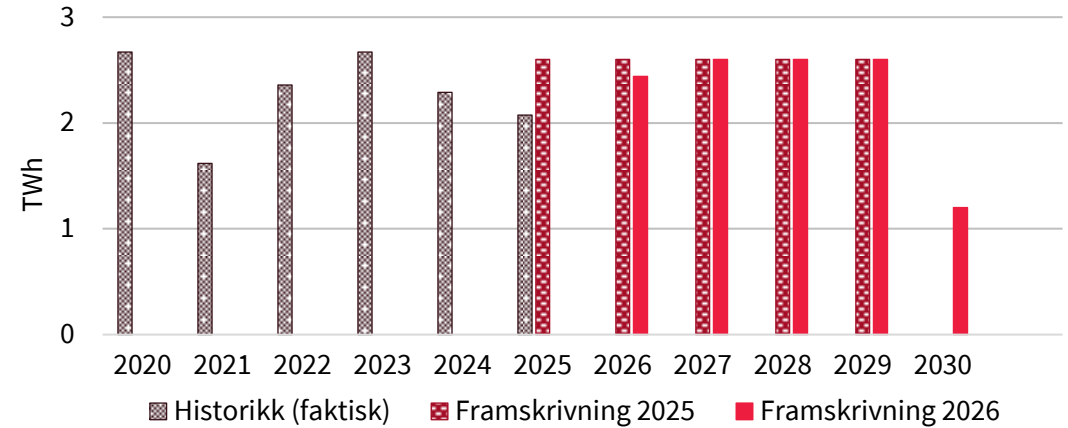
Termiske kraftverk produserer i dag rundt 2,5 TWh/år. I 2030 vil den vedtatte nedleggelsen av gassturbinene på Melkøya redusere termisk kraftproduksjonen med 1,4 TWh. Kraftverket utgjør 55 prosent av Norges termiske kraftproduksjon og 88 prosent av produksjonen fra gass.

Solkraftproduksjonen øker med 1 TWh

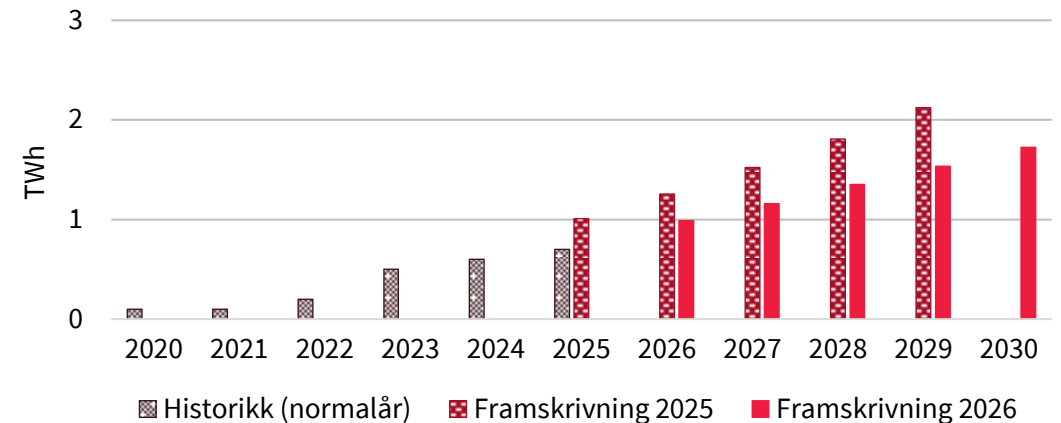
I 2030 anslår vi en samlet solkraftproduksjon på 1,7 TWh. Det er en økning på 1 TWh fra 2025, men er lavere enn fjorårets estimat. Hovedårsaken til nedjusteringen er lavere forventninger til nye takmonterte anlegg, som har lavere lønnsomhet og færre insentiver til ny utbygging. Vi anslår at bakkemonterte anlegg vil bidra med omtrent 0,3 TWh i 2030, men usikkerheten i dette estimatet er stor. Av 16 anlegg med gyldig anleggskonsesjon er kun 5 bygget per mai 2026. Marginal lønnsomhet og manglende nettkapasitet er sentrale forklaringer til at utbygginger utsettes eller skrinlegges.

Lite ny vindkraft mot 2030

Etter 2022 er det bygget svært lite ny vindkraftproduksjon i Norge, og vi forventer også lite fram mot 2030, både på land og til havs. NVE har flere prosjekter for landbasert vindkraft til behandling, men en eventuell idriftsettelse av disse skjer trolig ikke før etter 2030. Endringer i konsesjonsprosessen og behandling av vindkraftprosjekter etter plan- og bygningsloven har gjort at flere prosjekter stopper i tidlig fase, før NVE har fått dem til behandling.



Figur 26: Historisk og framskrevet termisk kraftproduksjon i Norge. Kilde: SSB



Figur 27: Normalårsjustert solkraftproduksjon i Norge

Nettutvikling

Et aldrende nett og mange tilknytningshenvendelser gir et stort investeringsbehov

Flere nettoppgraderinger i 2025 har muliggjort mer kraftflyt

Nettutvikling

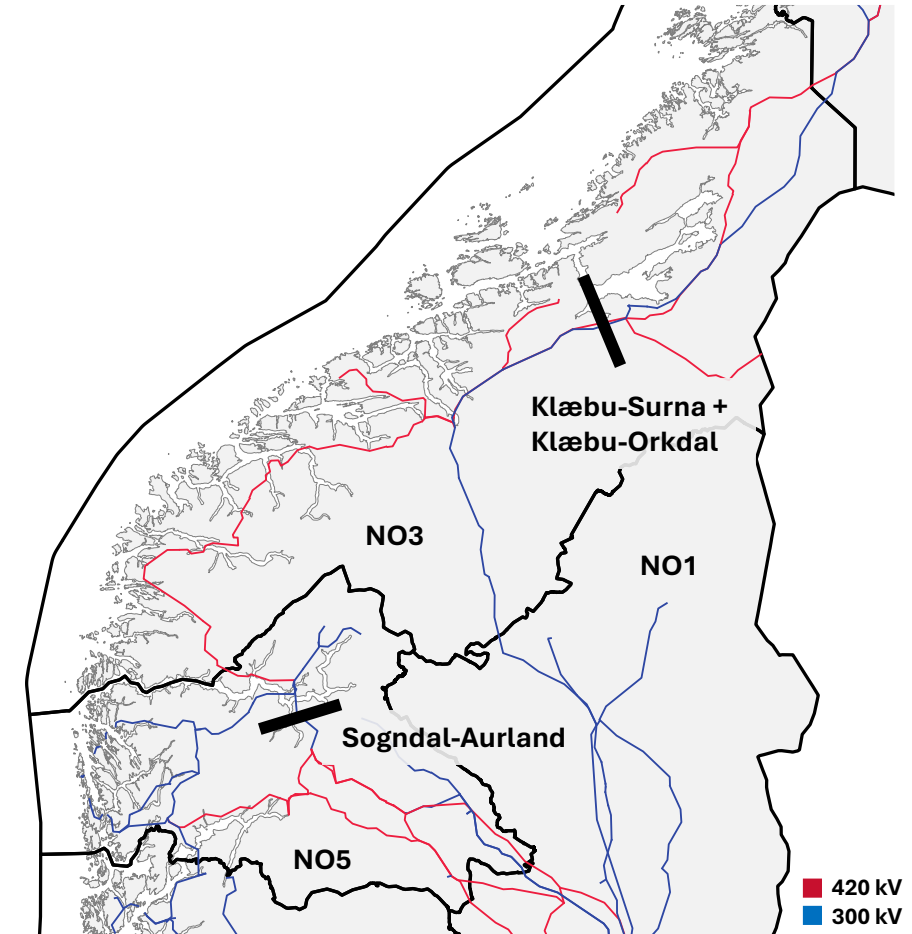
Det ble gjennomført større nettoppgraderinger både internt i Norge og i naboland i 2025, som har hatt direkte påvirkning på kraftmarkedet.

Oppgradering av Sogndal-Aurland har muliggjort mer kraftflyt

Sogndal-Aurland ble satt i drift igjen etter spenningsoppgradering oktober 2025. Før oppgraderingen var dette en av de mest begrensende ledningene i Norge. Dette førte til hyppige flaskehals i Vest-Norge, som igjen begrenset flyten sørover og vestover. Oppgraderingen har ikke økt makskapasiteten vesentlig da andre begrensninger i nettet vil inntreffe, men det har muliggjort mer kraftflyt i en større andel av tiden. Dette har resultert i at Midt-Norge oftere får det samme prisnivået som i Vest-Norge, og resten av sørlige Norge. Som følge av oppgraderingen av Sogndal-Aurland, har den dominerende flaskehalsen i området flyttet seg nordover til Midt-Norge. Det er begrensninger på flyt sørover fra Klæbu til Surna og Orkdal. Disse begrensningene setter nå rammene for flyten sørover ut av Midt-Norge.

Tettere tilknytning til det finske kraftsystemet gjennom Aurora Line

En viktig nettoppgradering utenfor Norge er etableringen av *Aurora Line* mellom Nord-Sverige og Finland, som har økt kapasiteten betydelig mellom de to landene. Etter utbyggingen har den mulige flyten økt fra om lag 900 MW til 1900 MW. Midt- og Nord-Norge, og Nord- og Midtre Nord-Sverige blir dermed tettere tilknyttet det finske kraftsystemet, og vil i større grad følge prisene i Finland. De finske kraftprisene har de siste årene variert mye, som følge av perioder med betydelig kraftoverskudd og andre perioder med underskudd.



Figur 28: Transmisjonsnettet i Norge. Flaskehalsene Sogndal-Aurland, og Klæbu-Surna og Klæbu-Orkdal vist i svart.

Svært mange forbrukskunder venter på nettilknytning

Nettutvikling

Et økende antall forbrukskunder ønsker nettilknytning

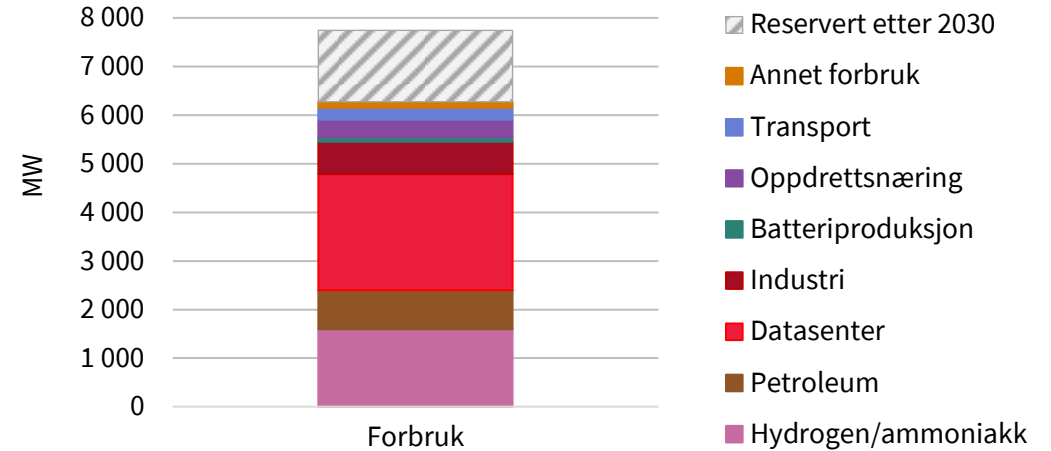
De siste årene har det vært en betydelig økning i antall forbrukskunder som ønsker tilknytning til strømmettet. Per mai 2026 venter til sammen rundt 20 800 MW på tilknytning, fordelt på 7800 MW reservert i eksisterende eller planlagt nett, og 13 000 MW i kapasitetskø.^[16] Rundt 6300 MW forbruk med reservert kapasitet planlegges tilknyttet de neste fem årene, noe som tilsvarer rundt 40 TWh*. Datasentre er forbruksgruppen som har økt mest det siste året, og antallet tilknytningssaker er på til sammen rundt 10 200 MW. For hydrogen- og ammoniakkproduksjon har flere prosjekter falt fra, og totalen for prosjektene har det siste året gått fra rundt 5100 MW til 3400 MW.

Svært mange aktører ønsker tilknytning i Sørvest-Norge

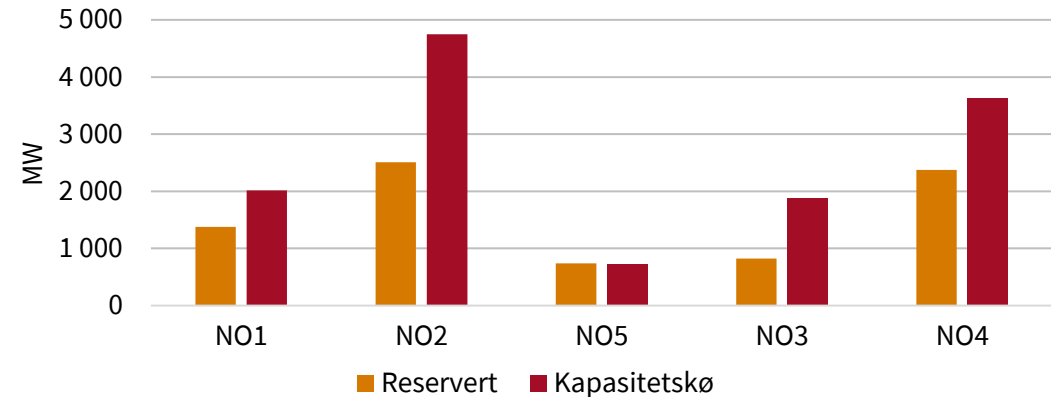
Selv om det generelt er kapasitetskø i hele landet, er det likevel regionale forskjeller i tilgjengelig kapasitet. Samlokalisering av forbruk og produksjon kan også redusere belastningen på kraftnettet og muliggjøre tilknytning av nytt forbruk. Et eksempel på dette er nordvest i Hallingdal, hvor det er tilknyttet stor produksjon i dag og det er plass til nytt forbruk på transmisjonsnettnivå.^[17]

Midlertidig stans i nettereservasjon for større forbrukskunder i Nord-Norge

I slutten av april 2026 innførte Statnett en midlertidig stopp i reservasjoner til framtidig stort industriforbruk nord for Svartisen. Statnett begrunnet avgjørelsen med at nettet inn til og internt i regionen ikke har tilstrekkelig evne til å håndtere reservert nettkapasitet i kombinasjon med økningen i vanlig forbruk, som gir uakseptabel risiko for effektmangel.



Figur 29: Reservert kapasitet til forbruk med planlagt tilknytningsdato 2026-2030.



Figur 30: Geografisk fordeling av tilknytningsforespørsler til forbruk. Kilde begge figurer: Statnetts statistikk om tilknytningssaker per mai 2026.

Mange produsenter konkurrerer om nettkapasitet i Sørøst-Norge

Nettutvikling

Et økende antall produsenter venter på nettilknytning

Per mai 2026 venter rundt 15 200 MW ny kraftproduksjon på nettilknytning, fordelt på 7500 MW reservert kapasitet og 7700 MW i kapasitetskø. Rundt 5500 MW produksjon planlegges tilknyttet de neste fem årene, i hovedsak havvind, vannkraft og solkraft. Havvind har reservert kapasitet på 1900 MW til Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord med ønsket tilknytning i desember 2030. Det er imidlertid betydelig usikkerhet knyttet til når idriftsettelse faktisk vil skje.

Mange solkraftaktører ønsker tilknytning i Innlandet

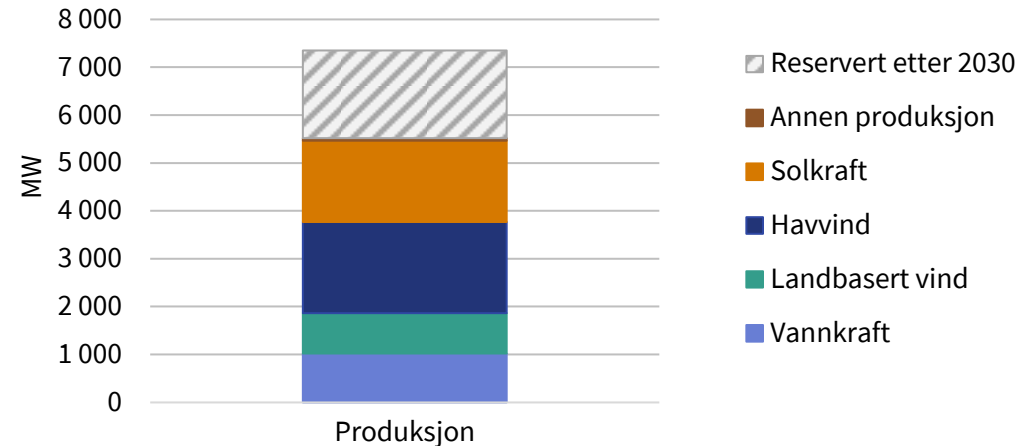
Det er flest tilknytningsforespørsler for produksjon i Sørøst- og Sørvest-Norge, og av disse er det mange solkraftprosjekter som venter på tilknytning. Dette gjelder spesielt i Innlandet, hvor nærmere ni av ti prosjekter i kapasitetskøen for solkraft er lokalisert. Her er det imidlertid kun plass til prosjekter som allerede har fått plass.^[18] For å tilknytte ytterligere solkraft er det behov for ny transmisjonsnettsledning mellom Lillehammer og Oslo. Denne er planlagt idriftsatt rundt 2040.

Flere vindkraftprosjekter ønsker tilknytning i Sørøst-Norge

I Sørøst-Norge er det flere vindkraftprosjekter som står i kø, hvorav også en stor andel er i Innlandet og vil møte de samme nettmessige utfordringene som solkraft. I Sørvest-Norge har havvind og vannkraft flest tilknytningsforespørsler.

Ulike produksjonsteknologier har ulik mulighet for tilknytning

Ulik kraftproduksjon har ulike egenskaper og påvirkning på kraftnettet. Regulerbar vannkraft kan styre produksjonen og stabilisere driften, mens solkraft og vindkraft gir større variasjoner som kraftnettet må håndtere. Disse egenskapene påvirker muligheten for tilgjengelig kapasitet, og kan gjøre at tilknytning av en type produksjon er mulig, mens en annen type produksjon ikke kan tilknyttes i samme område.



Figur 31: Reservert kapasitet til produksjon med planlagt tilknytningsdato 2026-2030. Kilde: Statnetts statistikk om tilknytningssaker per mai 2026.

Flere tiltak er satt i gang for raskere nettilknytning

Nettutvikling

Modenhetsvurderinger setter krav til større forbrukere

Siden 1. januar 2025 har nettselskapene hatt plikt til å vurdere prosjekters modenhet før de får reservere kapasitet eller får plass i tilknytningskøen. Det settes også krav til fremdrift for å sikre at det faktisk er prosjekter som vil gjennomføres som får kapasitet i nettet.

Mye forbruk er tilknyttet med vilkår

Tilknytning med vilkår ble innført i 2021 og går ut på at kunden tilknyttes nettet med vilkår om utkobling eller begrensning av forbruk eller produksjon. I 2024/2025 etablerte Statnett et rammeverk for bruk av ordningen, og ved utgangen av 2025 var rundt 30 prosent og 2,5 prosent av reservert kapasitet for hhv. forbruk og produksjon, reservert med vilkår.^[19]

Tettere koordinering for kortere ledetider

Det er en klar politisk målsetning om å redusere ledetidene for nye nettanlegg, og NVE og Statnett har et pågående samarbeid for å oppnå dette ifm. utbygging av transmisjonsnettet. Det er satt i gang konkrete tiltak, som blant annet sterkere styring basert på felles framdriftsplan for utvalgte prosjekter og styrket dialog for harmonisering av prosesser.

Danmark innfører midlertidig stans i nye nettilknytninger

I mars 2026 innførte Energinet en midlertidig stans i tilknytning av nytt forbruk.^[7] Stansen ble innført for å håndtere den kraftige veksten i nye, store prosjekter som søker nettilknytning, der datasentre alene utgjør om lag 40 prosent. Manglende nettkapasitet utgjør en stadig økende utfordring i Europa. Et økende antall europeiske land har innført begrensninger eller andre tiltak for å håndtere lange kapasitetskøer.

Digitalisering effektiviserer konsesjonsprosessen

NVE har utviklet den digitale portalen *PlanNett* som viser utbyggingsplaner for nettanlegg i Norge, og en digital søknadsløsning for nettkonsesjoner. Det pågår flere prosjekter for videre digitalisering av konsesjonsprosessen.

Økt grense for meldeplikt og innføring av tidlig avslag

Mai 2025 ble grensen for meldeplikt for kraftledninger økt. Grensen for hvilke netttiltak som må meldes i forkant av konsesjonsøknad ble økt fra 15 til 50 km. Juni 2025 ble det innført en hjemmel i energiloven for å tidlig avslutte saksbehandlingen av energiprojekter, der det er klart at prosjektet ikke ville fått konsesjon, samt hjemmel for å avvise mangelfulle meldinger og søknader.^[20] Begge tiltakene har som målsetning å bidra til effektivisering av konsesjonsprosessen.

Nettpakken skal øke hastigheten på nettutbygging i Europa

EU-kommisjonen la i desember 2025 fram European Grids Package (*nettpakken*), som skal bidra til å få bygd ut mer nett raskere internt og mellom medlemsland.^[21] Manglende nettkapasitet bremser investeringer i fornybarprosjekter, og bidrar til lange perioder med innestengt kraft og svært lave eller negative priser. I nettpakken foreslår EU-kommisjonen flere endringer i eksisterende regelverk. En del av endringene setter strengere krav til nettplanlegging og konsesjonsprosessene i medlemslandene, med konkrete tidsfrister for myndighetens behandling av søknader om bygging av nytt nett og ny, fornybar produksjon.

Mange nettanlegg nærmer seg teknisk levealder

Nettutvikling

En stor andel nettanlegg har behov for reinvestering

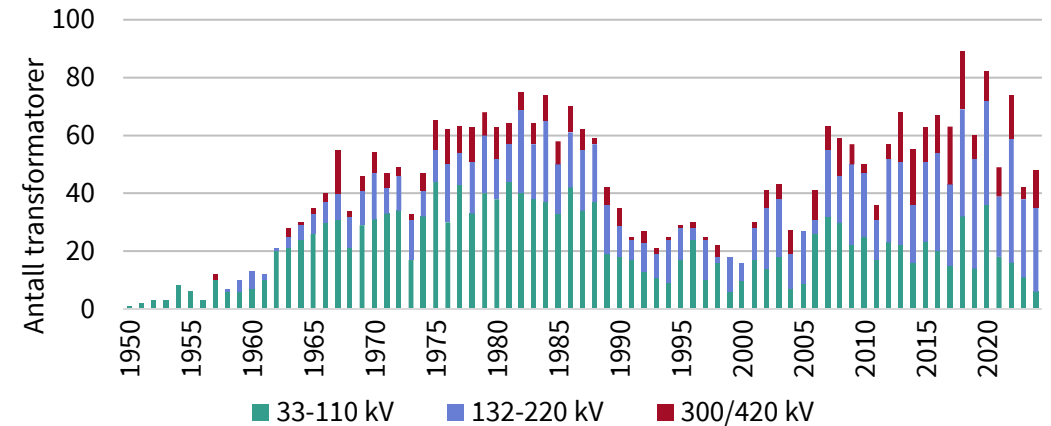
Mye av regional- og transmisjonsnett i Norge nærmer seg sin tekniske levealder. Teoretisk teknisk levealder for transformatorstasjoner og ledninger er henholdsvis 40-60 år og 70-100 år. Den store andelen ledninger og transformatorstasjoner som ble bygget i perioden 1960 til 1990 nærmer seg dermed teknisk levealder.

Faktorer som vær og belastning har betydning for tilstanden

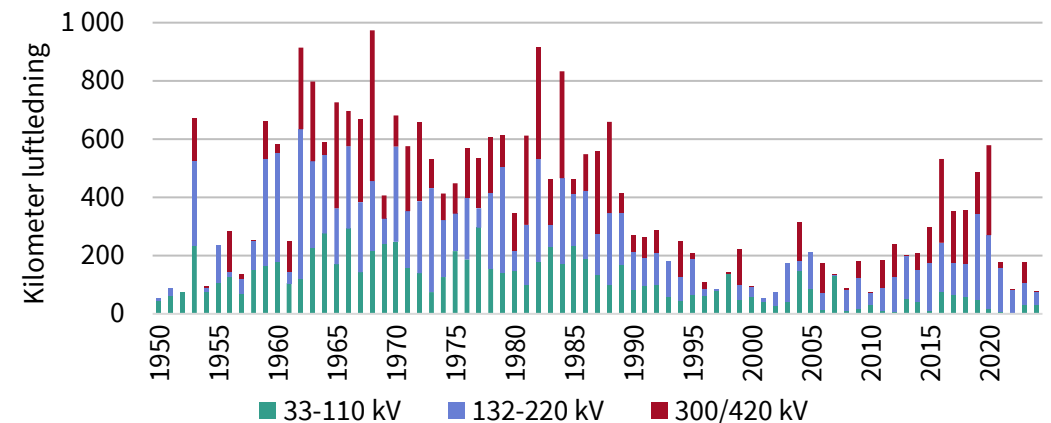
Figurene til høyre viser at det er et behov for nettinvesteringer i årene som kommer som følge av et aldrende kraftnett. Teknisk levealder gir en indikasjon på tilstanden til komponenten, men den faktiske tilstanden avhenger likevel av en rekke andre faktorer, som blant annet hvor værutsatt de er, hvor mye fukt de utsettes for og hvor høyt de blir belastet. Vedlikehold og aldersforlengende tiltak har også stor betydning for levealderen til komponentene.

Regional- og transmisjonsnett er bygget med reservemuligheter

Faren for feil øker med alderen til nettkomponentene, og dersom det ikke er tilstrekkelig reservekapasitet kan det i verste fall føre til at kunder mister strømmen i kortere eller lengre perioder. Kraftnettet er imidlertid i all hovedsak bygget med flere sammenkoblinger og mulighet for at kraften kan flyte via flere ledninger. Feil i regional- og transmisjonsnett medfører derfor sjeldent strømbrudd for sluttbrukere.



Figur 32: Aldersfordeling på transformatorer i regional- og transmisjonsnett. Kilde: Statnett



Figur 33: Aldersfordeling på luftledninger i regional- og transmisjonsnett. Kilde: Statnett

Investeringsnivået i kraftnettet øker mot 2030

Nettutvikling

Vi anslår at nettinvesteringene vil øke med 11 milliarder til 2030

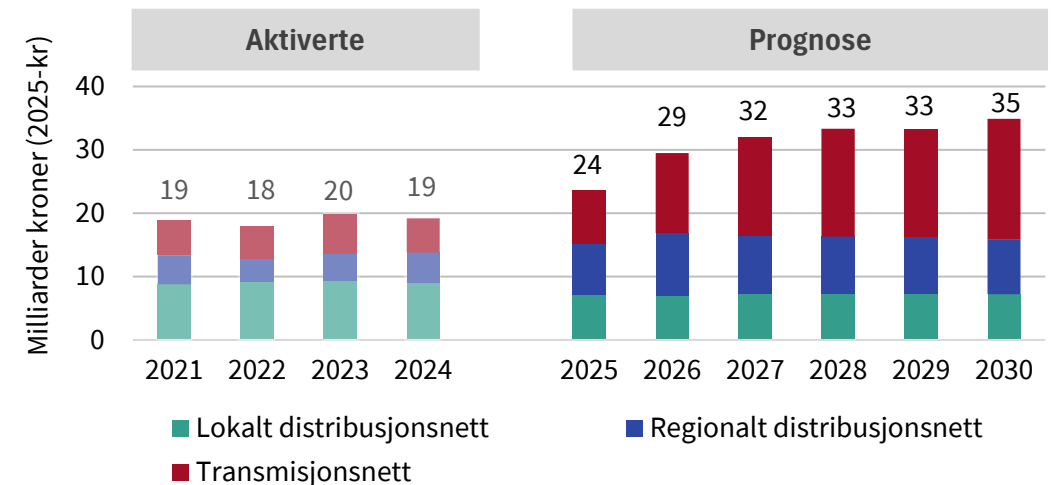
NVE gjennomfører annethvert år en spørreundersøkelse for investeringer i kraftnettet. Basert på tallene fra undersøkelsen høsten 2024 og tall for transmisjonsnettet fra Statnetts systemutviklingsplan 2025, har vi anslått årlige nettinvesteringer fra 2025 til 2030. Vi anslår at investeringene vil øke fra rundt årlige 24 milliarder kroner i 2025 til rundt 35 milliarder kroner i 2030. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til tallene, noe som blant annet skyldes usikkerhet rundt realisering av næringsprosjekter med stort kraftforbruk. Videre påvirkes investeringskostnadene av et presset råvare- og leverandørmarked, samt at det er mange nettprosjekter som skal realiseres på samme tid.

Statnett planlegger nettforsterkninger i hele Norge

Gjennom hele perioden utgjør investeringer i transmisjonsnettet størsteparten av de årlige investeringene. Statnett planlegger nettforsterkninger i hele landet, men peker likevel på noen prioriterte områder. Dette er transportkanalene som kobler budområder sammen, forsyningsikkerhet i storbyer og Finnmark, og kapasitet til kjente, større forbrukskunder. I 2025 ble 420 kV-ledningene Aurland-Sogndal og Balsfjord-Skaidi satt i drift, og flere prosjekter er under gjennomføring, blant annet Blåfalli-Gismarvik, Surna-Viklandet, Skaidi-Hammerfest, Liåsen stasjon og Øygarden stasjon.^[22]

Statnett vurderer reinvestering av forbindelse mot Danmark

Overføringskablene Skagerrak 1 og 2 mellom Norge og Danmark når sin tekniske levealder i 2026, og Statnett vurderer nå om de skal søke konsesjon for reinvestering. Statnett mottok utredningsprogram fra NVE i april 2025, og har estimert at de tidligst vil ha klar en eventuell konsesjonssøknad i 2027. Reinvesteringen er ikke inkludert i figuren under, da det eventuelt vil skje etter 2030.



Figur 34: Historiske og estimerte framtidige årlige nettinvesteringer. Kilde: NVE/RME

Flytbasert kapasitetsberegning

Med flytbasert kapasitetsberegning blir begrensninger i nettet mer synlig for markedet

2025 var første hele år med flytbasert kapasitetsberegning

Flytbasert kapasitetsberegning

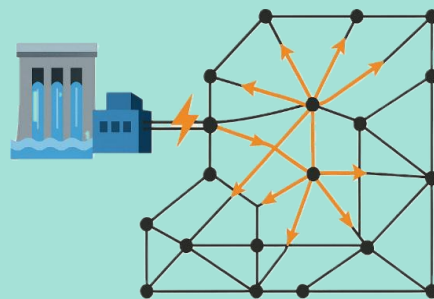
I dette kapitlet analyserer vi hvilke effekter flytbasert kapasitetsberegning har hatt på kraftflyt og kraftpriser i 2025. I fremstillingen tar vi sikte på å gi en beskrivelse som også er tilgjengelig for lesere uten inngående bakgrunnskunnskaper. For å legge til rette for god forståelse av resultatene gir vi [sist i kapitlet](#) en introduksjon til sentrale faktorer som inngår i flytbasert beregningsmetode, og hvordan disse danner grunnlaget for prisdannelsen.

Innføringen av flytbasert metode er del av en større modernisering

Innføringen av flytbasert kapasitetsberegning høsten 2024 er del av en større pågående modernisering og automatisering av den nordiske systemdriften og kraftmarkedet. Endringene gjennomføres for å sikre en effektiv systemdrift og møte framtidens behov. De pågående endringene er beskrevet i mer detalj i rapporten [Driften av kraftsystemet 2025](#).

Flytbasert kapasitetsberegning tar hensyn til den fysiske flyten i nettet

Budområdene i kraftmarkedet er koblet sammen gjennom et *masket kraftnett* på tvers av områdegrensene. Når produksjonen i et budområde øker, vil kraften fordele seg i nettet i tråd med fysiske lover. Et budområde som eksporterer, vil ikke bare sende kraft til tilgrensende områder, men påvirke flyt og tilgjengelig kapasitet andre steder i nettet. Flytbasert metode tar i større grad hensyn til dette.



Med flytbasert metode konkurrerer alle budområdene om nettkapasiteten

Med flytbasert kapasitetsberegning inkluderer markedsalgoritmen nå informasjon om hvordan eksport fra et område fordeler seg utover i nettet og belaster komponentene i hele systemet. Nettet mellom to områder er dermed ikke lenger forbeholdt handel mellom disse, men tilgjengelig for alle aktører i markedet.

I konkurransen om hvem som får benytte seg av overføringskapasiteten, er det budområdet som kan dekke kraftbehovet til lavest kostnad som får muligheten til å eksportere. Dersom økt produksjon i et område gir en lavere belastning av flaskehalsene i *systemet som helhet*, kan dette området i noen situasjoner bli prioritert over et annet, til tross for like eller høyere produksjonskostnader. Markedsalgoritmen finner slik den produksjonen i hvert område som sikrer at *samlet etterspørsel etter kraft* kan dekkes til lavest mulig kostnad.

Flytbasert metode kan gi mer ikke-intuitiv flyt

Den fysiske flyten som følger av markedsløsningen med flytbasert kapasitetsberegning vil ikke nødvendigvis følge «prisretning», som i stor grad har vært tilfelle tidligere. I stedet vil markedsløsningen resultere i en kraftflyt som er optimalisert med tanke på å dekke kraftbehovet i systemet som helhet. Når det flyter kraft fra et område med høyere pris til et området med lavere pris (ofte kalt *ikke-intuitiv flyt*), er dette en indikasjon på at økt produksjon i høyprisområdet er mer verdifull for systemet enn økt produksjon i lavprisområdet.

Optimal markedsløsning beregnes for store deler av Europa samlet

Norge er en del av en felleseuropeisk markedskobling.* Her finner markedsalgoritmen EUPHEMIA den optimale fordelingen av produksjon og forbruk per kvarter for alle landene samlet. Tatt høyde for overføringskapasiteten mellom land og områder, vil algoritmen sørge for at fordelingen av produksjon blir slik at den samlede etterspørselen dekkes til lavest mulig kostnad for *systemet som helhet* – som inkluderer alle landene som deltar i markedskoblingen.

*Les mer om den felleseuropeiske markedskoblingen [her](#).

Den nye metoden har trolig bidratt til å øke flyten i nettet

Flytbasert kapasitetsberegning

Flyten mellom budområder økte i både Norge og Sverige

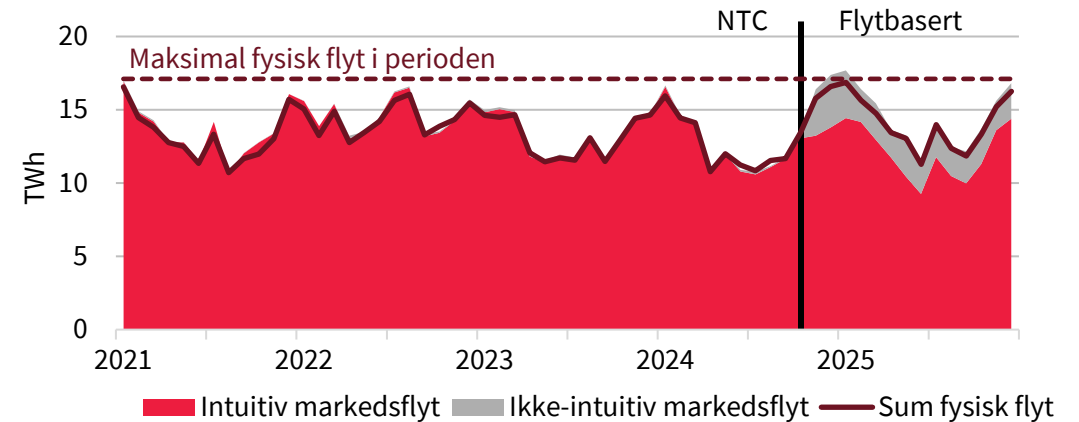
Den samlede flyten mellom budområdene i Norden var høyere i månedene etter innføringen av flytbasert kapasitetsberegning enn før. Særlig økte flyten fra nord til sør i Sverige (SE2 til SE3), og sørover på Vestlandet (fra NO3 og NO5). Selv om ressursituasjonen var god i de nordlige områdene i 2025, er det grunn til å tro at flytbasert kapasitetsberegning også har bidratt til å øke handelskapasiteten i nettet som helhet. For eksempel økte maksimalverdien for fysisk flyt på linjene mellom SE2 og SE3 med 4 prosent etter innføringen av flytbasert markedskobling.

Overgangen til flytbasert metode har gitt mer ikke-intuitiv flyt

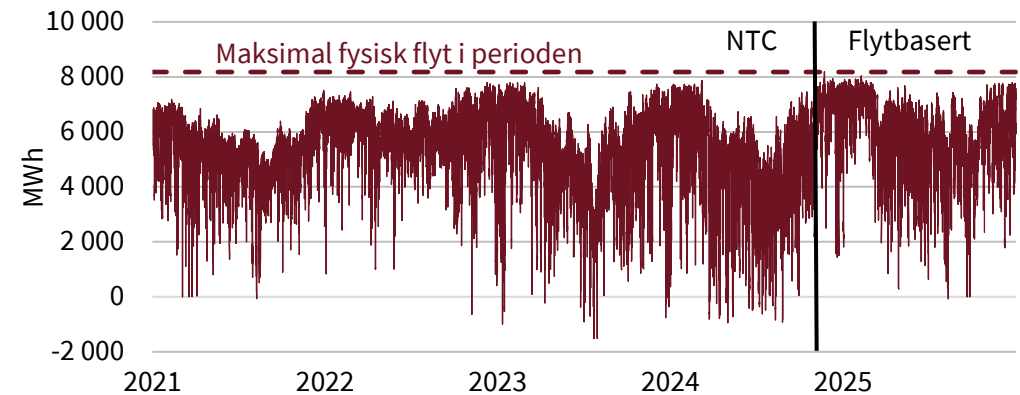
I 2025 ser vi at en betydelig andel av flyten gikk «mot prisretning» – fra et område med høy pris til et område med lav pris. Dette skjer når økt produksjon i et høyprisområde er mer verdifullt for systemet som helhet enn økt produksjon i et lavprisområde. Dette er en endring fra den tidligere beregningsmetoden, der kraftflyten i stor grad fulgte «prisretningen».

Markedet får mer informasjon og riktigere prissignaler

Med flytbasert markedskobling vil prisforskjellen mellom områder i større grad reflektere de fysiske flaskehalsene i nettet. En høy pris reflekterer at et område ligger på «underskuddsiden» av flaskehalsene og gir et signal om å øke produksjonen her. Motsatt reflekterer en lav pris at området ligger på «overskuddsiden» og gir et signal om å redusere produksjonen der. Når fordelingen av produksjon mellom områder i større grad tar hensyn til de faktiske nettbegrensningene, vil kraftnettet kunne bli utnyttet mer effektivt.



Figur 35: Handelsvolum internt i Norden per måned i perioden 2020-2025, fordelt på intuitiv flyt (fra lav- til høyprisområde) og ikke-intuitiv flyt (fra høy- til lavpris). Kilde: ENTSO-E



Figur 36: Fysisk kraftflyt mellom SE2 og SE3 per time i perioden 2021-2025. Kilde: ENTSO-E

Flytbasert markedskobling kan gi sterke prisutslag i enkelttimer

Flytbasert kapasitetsberegning

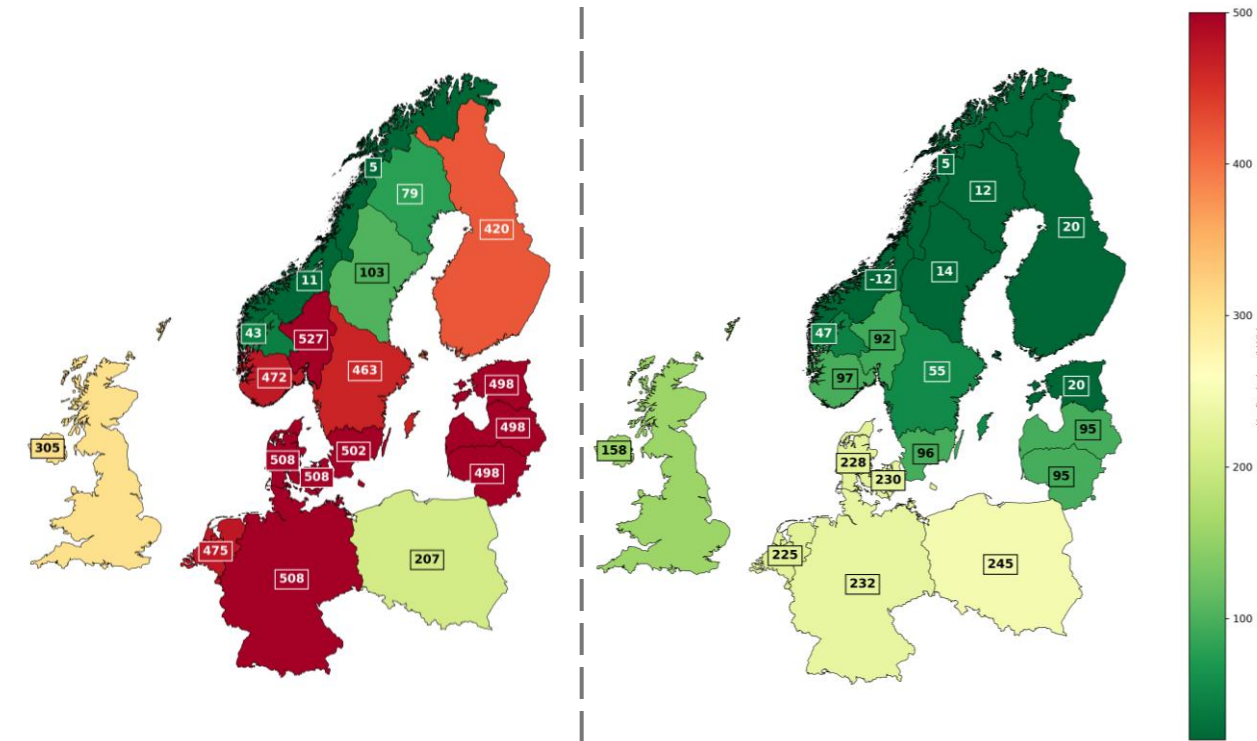
I perioder med lite sol- og vindkraft på kontinentet, gir høye kraftpriser ofte et sterkt signal om å frakte kraft sørover fra Norden til kontinentet. I slike situasjoner kan begrensede nettelementer gi sterke prisutslag i enkelttimer (gjennom høye *skyggepriser*). Særlig kan dette skje i budområder hvor endringer i forbruk eller produksjon (*nettoposisjon*) har stor påvirkning på flyten over de aktuelle flaskehalsene. Under beskriver vi to slike tilfeller i 2025.

Vedlikehold av nettet i sørlige Norge ga pristopp i Sørøst-Norge (NO1)

Den 20. januar bidro vedlikehold i sørlige Norge til at det ble høy belastning på linjene inn mot Østlandet fra vest*, og en timespris på 527 øre/kWh (figur til venstre). Ved å øke produksjonen eller redusere forbruket i Sørøst-Norge ville dette avlastet den aktuelle flaskehalsen, og muliggjort økt flyt andre steder i nettet. Det høye prisen reflekterer at det var kostbart, og kanskje også vanskelig, å endre nettoposisjonen i området.

Negativ kraftpris, men likevel import til Midt-Norge (NO3)

Den 20. juni ble prisen i Midt-Norge -12 øre/kWh. Bakgrunnen for den lave prisen var at det oppsto en betydelig flaskehals over Sognefjorden** i denne timen, en flaskehals som blir sterkt påvirket av flyten ut av Midt-Norge. Den lave prisen reflekterte at det var mest effektivt å avlaste nettet ved å redusere produksjonen i Midt-Norge. Samtidig økte produksjonen i omkringliggende områder, noe som resulterte i at Midt-Norge ble netto importør i denne timen.



Figur 37: Kraftpris i de ulike budområdene i Nord-Europa 20.01.2025 kl 8. (til venstre) og 20.06.2025 kl 20 (til høyre). Kilde: Epex spot

Hvilke flaskehalsar var viktigst for de norske prisene i 2025?

Flytbasert kapasitetsberegning

Med flytbasert metode består kraftprisen i et område av en *energi-komponent* og eventuelle *flaskehalskomponenter*. Ved å dekomponere den gjennomsnittlige kraftprisen for 2025 får vi et innblikk i hvilke flaskehalsar som skapte prisskjell mellom de ulike områdene gjennom året.

Øresundforbindelsen skapte et prisskjell mot Danmark og kontinentet

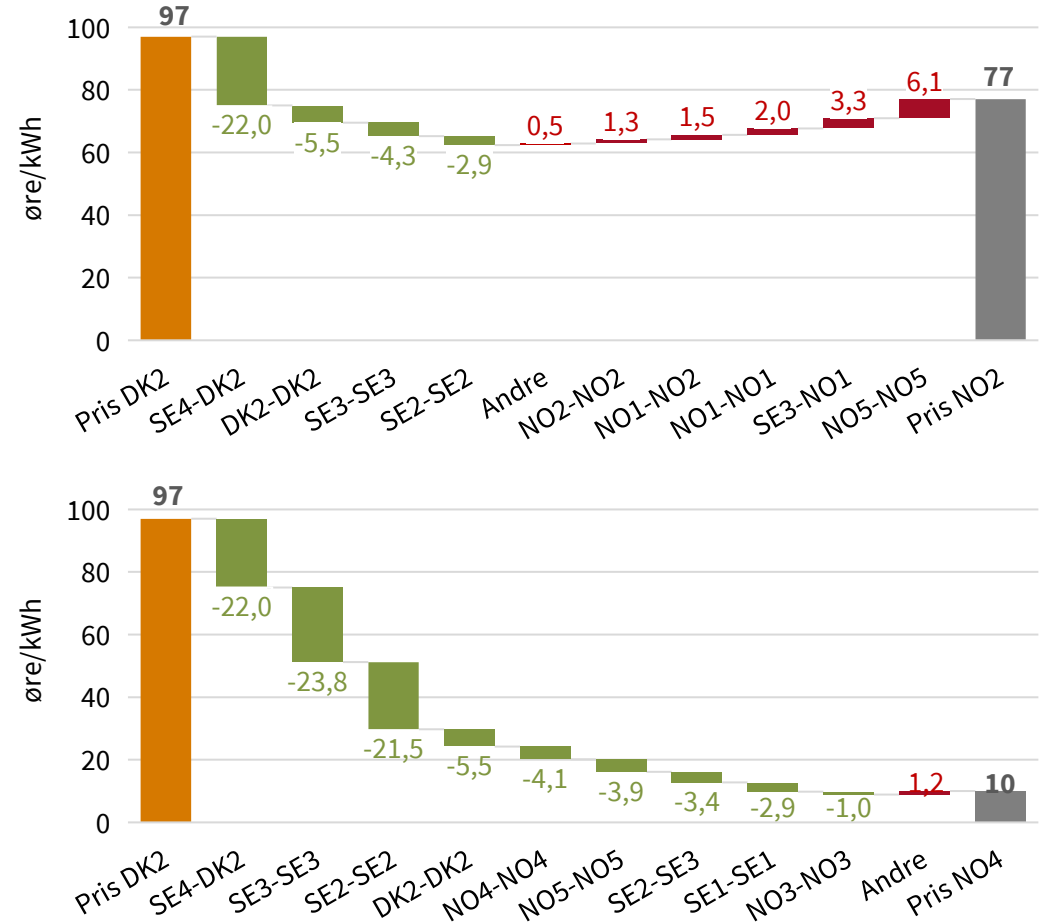
Forbindelsen mellom Sør-Sverige (SE4) og Øst-Danmark (DK2) er et sentralt knutepunkt mellom det nordiske markedet og kontinentet. Flaskehalsene som oppsto på denne forbindelsen i 2025 bidro til å trekke ned gjennomsnittsprisen i Norge, Sverige og Finland med 22 øre/kWh. Dette skapte et prisskjell mot Danmark og resten av kontinentet.

Svakt nett på Vestlandet bidro til økte prisskjeller i Norge

I 2025 var flere av de mest fremtredende flaskehalsene på norsk side knyttet til 300 kV-nettet på Vestlandet (i figuren NO5-NO5), deriblant Mauranger-Blåfalli og Sogndal-Aurland (fram til spenningsoppgraderingen høsten 2025). Nettbegrensningene bidro til å øke snittprisene i Sørøst- og Sørvest-Norge med hhv 2 og 6 øre/kWh i 2025, og til å redusere prisene i Vest- og Midt-Norge med 4 øre/kWh.

Flaskehalsene ut av Nord-Norge er lokalisert både i Norge og Sverige

Flaskehalsar i det svenske nettet bidro til å trekke ned snittprisen i Nord-Norge med rundt 50 øre/kWh, mens flaskehalsar i Norge bidro med om lag 10 øre/kWh*. På [neste side](#) gir vi en nærmere beskrivelse av situasjonen i Nord-Norge i 2025.



Figur 38: Gjennomsnittlige flaskehalskomponent for CNEC'er innenfor ulike «budområdepar» for hhv Sørvest-Norge (NO2) og Nord-Norge (NO4) i 2025. Kilde: JAO

40 *En CNEC kan bestå av flere linjer og komponenter, som igjen kan være lokalisert i flere områder. Når TSOene melder inn «budområdepar» for en CNEC'en gir dette kun en indikasjon på plassering.

Har flaskehalsene ut av Nord-Norge blitt mer synlige for markedet?

Flytbasert kapasitetsberegning

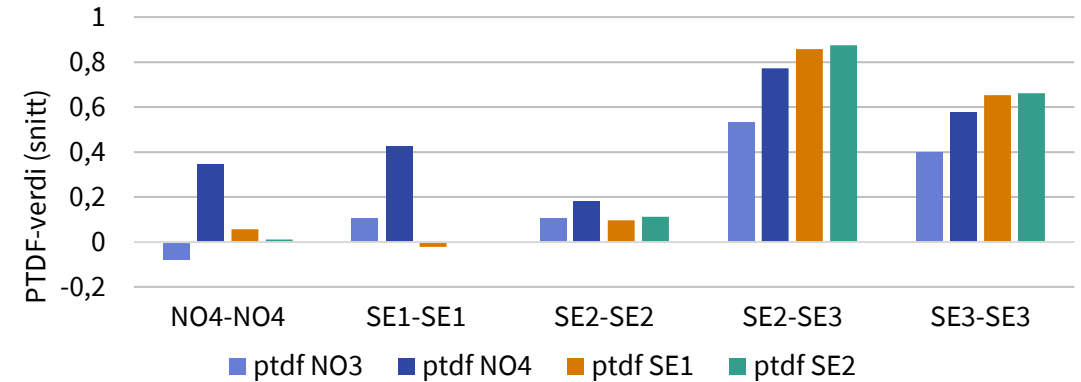
Sterk ressursituasjon og begrensede eksportmuligheter

Ressurssituasjonen i Nord-Norge var god i 2025. Ved inngangen av året lå magasinfyllingen nær historisk maksimum, samtidig som det kom mer tilsig enn normalt i løpet av året. Til tross for dette var kraftproduksjonen lavere enn i både 2022 og 2023, noe som bidro til at magasinfyllingen lå rekordhøyt gjennom store deler av 2025. Nord-Norge hadde også den laveste gjennomsnittlige kraftprisen i Norden.

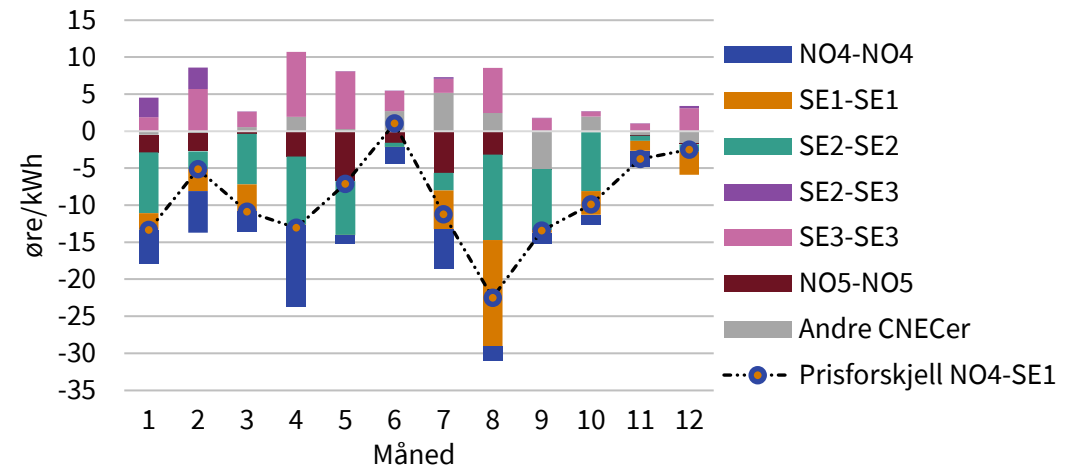
Nord-Norge lå på «overskuddssiden» av de fleste flaskehalsene i 2025

Den dekomponerte prisforskjellen mellom Nord-Norge (NO4) og Nord-Sverige (SE1) reflekterer at de samlede flaskehalsene ut av Nord-Norge var større enn ut av Nord-Sverige i 2025. Dette henger sammen med at overføringsnettene internt i og ut av Nord-Norge er forholdsvis svakt. Markedsdataene tyder også på at flere av de begrensende komponentene på svensk side ligger *elektrisk nærmere* (er tettere knyttet til) kraftnettet i Nord-Norge. Når disse komponentene er begrensende for flyten vil skyggeprisen dermed slå hardere inn i prisen i Nord-Norge enn i Nord-Sverige.

PTDF-matrisen gir informasjon om hvordan endringer i *nettoposisjon* i et område påvirker flyten på flaskehalsene. En sammenligning av PTDF-verdiene for de nordlige områdene i 2025 viser at nettoeksport fra NO4 i gjennomsnitt ga høyere belastning enn SE1 og SE2, på en del av de sentrale flaskehalsene nord-sør. I mange situasjoner har det derfor vært mer effektivt å redusere *nettoposisjonen* i NO4, fordi produksjon og eksport fra Nord-Sverige har gitt en lavere samlet belastning av nettet og dermed økt transportkapasitet sørover.



Figur 39: Gjennomsnittlig ptdf-verdi for 2025 for de fire nordligste budområdene, for alle CNECer innenfor utvalgte budområdepar. Kilde: JAO



Figur 40: Prisforskjell mellom Nord-Norge og SE1, dekomponert i gjennomsnittlig flaskehalsbidrag for CNECer i utvalgte budområdepar. Positive søyler er flaskehalsene som trekker prisen mest ned i SE1, mens negative indikerer størst innvirkning på prisen i Nord-Norge (NO4). Kilde: JAO

Med flytbasert metode blir prisdannelsen mer sammensatt

Flytbasert kapasitetsberegning

Med flytbasert metode slår flaskehalsen i nettet direkte inn i kraftprisen, i form av skyggepriser. Under beskriver vi sentrale faktorer som inngår i prisdannelsen under flytbasert markedskobling.

Nettoposisjonen til et budområde uttrykker forskjellen mellom hvor mye kraft som produseres og hvor mye som brukes i området på et gitt tidspunkt.

Snitt (ofte omtalt som CNEC*) er ett eller flere nettelementer (f.eks. en ledning, en transformator eller kombinasjoner av komponenter) som i bestemte driftssituasjoner kan begrense flyten i nettet. Ofte omtalt som en «flaskehals» når den er begrensende.

Skyggeprisen på et snitt reflekterer verdien for markedet av å øke kapasiteten på snittet med 1 MW i det aktuelle tidssteget.

PTDF-matrisen (*Power Transfer Distribution Factor*) beskriver hvordan flyten fordeler seg i nettet – hvordan en endring i **nettoposisjonen** i hvert **budområde** påvirker flyten på et snitt. PTDF-verdien for et område angir hvor sterkt skyggeprisen på et bestemt snitt skal vektas inn i områdeprisen. Vekten kan både være positiv og negativ avhengig av om en endring i områdets nettoposisjon bidrar til å belaste eller avlaste snittet.

Flaskehalskomponenten angir hvordan et begrensende snitt trekker prisen i et område opp eller ned i forhold til andre områder, og slik bidrar til å skape prisforskjell mellom områdene. Denne kan uttrykkes som:

$$\text{Flaskehalskomponent } X = \text{Skyggepris } X * \text{PTDF}_{\text{verdi for området}}$$

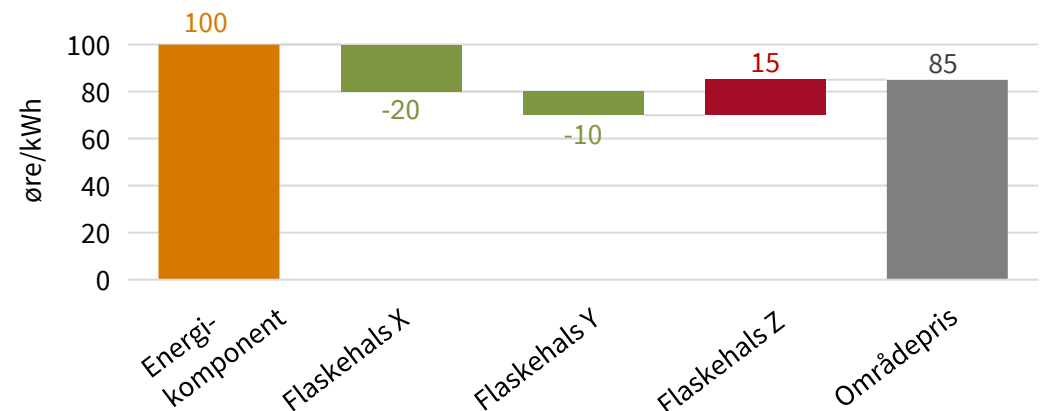
Størrelsen på flaskehalskomponenten, og hvilken retning den trekker kraftprisen i et område, gir aktørene signaler om hvordan de kan tilpasse seg for å frigjøre kapasitet på det begrensende snittet.

I prisdannelsen vil flaskehalskomponentene i ulik grad trekke kraftprisen i hvert område opp eller ned, sammenlignet med et referanseområde.

Energikomponenten reflekterer verdien av produsert kraft, og er som oftest lik prisen i et referanseområde, som i Norden var DK2 (Sjælland) i 2025.

Kraftprisen i hvert område bestemmes av både *energikomponenten* og *flaskehalskomponentene* fra alle relevante nettbegrensninger som påvirker kraftprisen i dette området. For område NO2 kan kraftprisen uttrykkes som:

$$\text{Kraftpris}_{NO2} = \text{Energikomponent} - \sum_{CNEC} \text{Flaskehalskomponent}_{NO2}$$



Figur 41: Søylene viser en fiktiv dekomponering av prisen i et område. Prisen består av et energikomponent og flaskehalskomponenter fra alle relevante nettbegrensninger.



Vedlegg

Vedlegg 1

Begrepsbruk

Vi skiller mellom kraftbalansen i et enkeltår, og i et normalår

Når vi omtaler kraftbalanse i rapporten skiller vi mellom den faktiske kraftsituasjonen i et enkeltår, og den underliggende kraftbalansen i et normalår.

I tall for fjoråret referer vi til den *faktiske kraftsituasjonen* i året 2025

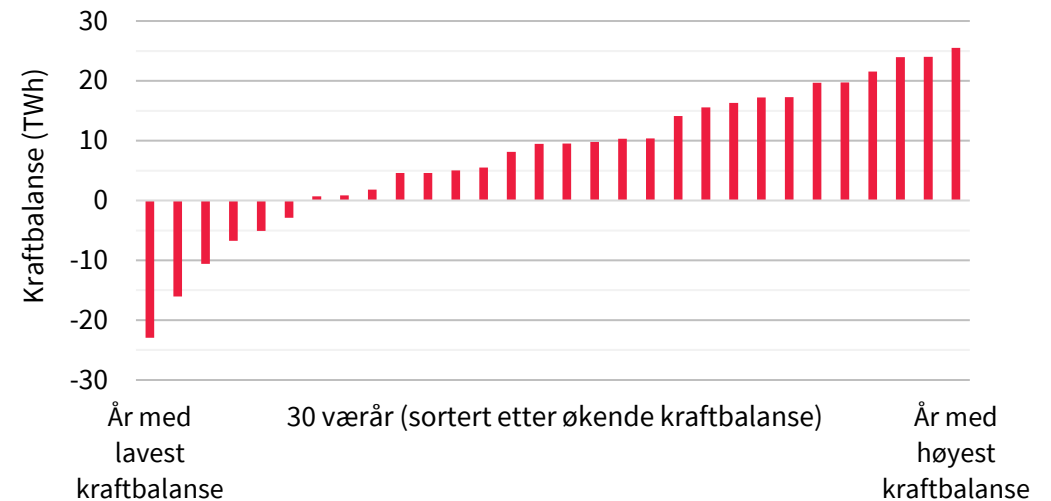
I de delene av rapporten vi refererer til kraftsituasjonen for *det spesifikke kraftåret 2025*, benytter vi hovedsakelig begrepene *kraftoverskudd* og *kraftunderskudd*. Kraftoverskuddet (eller -underskuddet) for et spesifikt år tilsvarer den faktiske kraftproduksjonen minus det faktiske kraftforbruket i dette året. Et kraftoverskudd eller -underskudd i et enkeltår resulterer i hhv. positiv eller negativ *nettoutveksling av kraft*, også omtalt som *nettoeksport*.

Mot 2030 refererer vi til den *underliggende kraftbalansen* i et normalår

I de delene av rapporten hvor vi framskriver våre forventinger mot 2030 referer vi til *den underliggende kraftbalansen* (heretter kalt *kraftbalansen*) for et *normalår*. Kraftbalansen angir forskjellen mellom årsproduksjon og årsforbruk, korrigert for værvariasjoner mellom ulike år. Ved å bruke et normalår unngår vi at resultatene påvirkes av årlige variasjoner i vær, og analysene blir lettere å sammenligne med tidligere framskrivninger. Normalårsproduksjon og -forbruk er basert på værdata over en 30-årsperiode, 1991-2020. En positiv underliggende kraftbalanse innebærer at Norge, gitt normale værforhold, har *positiv nettoeksport* av kraft. For vannkraften oppgir vi normalårsproduksjonen ut fra en rullerende referanseperiode på 30 år, i motsetning til faste 1991-2020-tall. Estimatenes for 2030 er for eksempel estimert produksjon med værårene 2001-2030.

Norge har i dag en samlet positiv kraftbalanse i normalår på om lag 15 TWh

Med normale værforhold vil kraftproduksjonen i Norge overstige kraftforbruket. Den faktiske kraftsituasjonen vil imidlertid variere betydelig fra år til år, avhengig av variasjoner i vær. Eksempelvis var 2020 et vått og mildt år, der Norge hadde 8 TWh høyere nettoeksport enn den normalårsjusterte kraftbalansen. 2019 var derimot et tørt år, og Norge hadde nettoimport av kraft. Figur under viser kraftbalansen for 30 ulike værår, sortert etter økende kraftbalanse, ved en positiv underliggende kraftbalanse på 8 TWh. Figuren illustrerer at den samme underliggende kraftbalansen kan gi betydelige variasjoner i den faktiske kraftbalansen i enkeltår.



Figur 42: Norsk kraftbalanse for 30 ulike værår, sortert etter økende kraftbalanse, ved en positiv underliggende kraftbalanse på 8 TWh. Kilde: NVE

Vedlegg 2

Begrepsbruk

Norge er delt inn i fem budområder

Når vi omtaler geografiske forskjeller og regionale forhold, tar vi utgangspunkt i de norske budområdene, der hver landsdel refererer til følgende budområde:

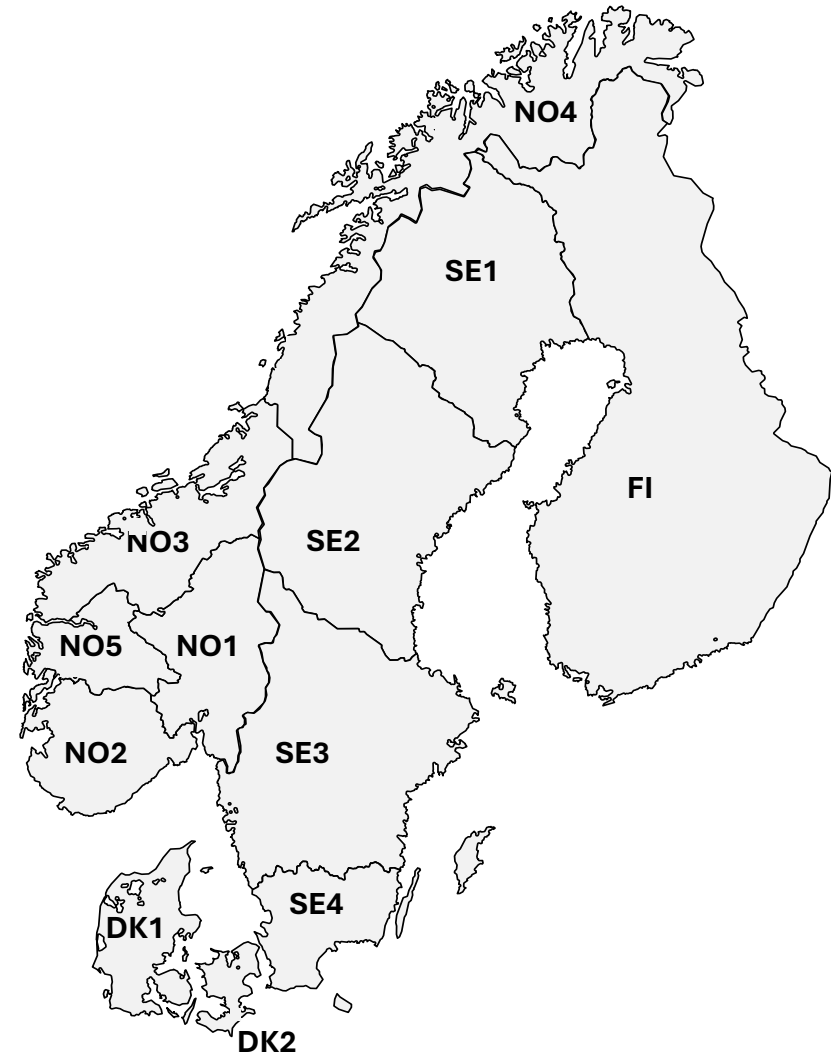
- Sørøst-Norge: budområde NO1
- Sørvest-Norge: budområde NO2
- Midt-Norge: budområde NO3
- Nord-Norge: budområde NO4
- Vest-Norge: budområde NO5
- Sørlike Norge: budområde NO1, NO2 og NO5

Les mer om inndelingen i de norske budområde [her](#).

Sverige er delt inn i fire budområder

Vi omtaler også de fire svenske budområdene:

- Nord-Sverige: budområde SE1
- Midtre Nord-Sverige: budområde SE2
- Midtre Sør-Sverige: budområde SE3
- Sør-Sverige: budområde SE4



Figur 43: Budområder i Norden.

Vedlegg 3

Referanseliste

- [1] IEA (2026). [Electricity consumption by data centres, 2020-2035 – Charts – Data & Statistics - IEA](#)
- [2] IEA (2026). [Key Questions on Energy and AI](#)
- [3] IEA (2025). [Energy and AI](#)
- [4] Entso-e (2026). [ENTSO-E | Data centres and the power system: expected trends, challenges, and opportunities](#)
- [5] SSB (2026). [Datacentrene vokser raskt – men hvilke verdier skaper de for Norge?](#)
- [6] Nkom. [Registrerte datasenteroperatører og datasentre - Nkom](#)
- [7] Energinet (2026). [Energinet indfører midlertidig pause i nye nettilslutninger og setter turbo på akuttpakke](#)
- [8] Svenska Kraftnät (2026). [PM om reservation av kapasitet för allmän samhällstillväxt ute på remiss hos elmarknadens aktörer | Svenska kraftnät](#)
- [9] TenneT (2026). [New allocation of grid congestion affects who receives transmission capacity](#)
- [10] Commission for Regulation of Utilities (2025). [CRU Publishes its Decision on New Electricity Connection Policy for Data Centres | CRU.ie](#)
- [11] Ember (2026). [European Electricity Review 2026](#)
- [12] NVE (2025). [NVE Rapport 15/2025: Langsiktig kraftmarkedsanalyse. Energiomstilling i urolige tider](#)
- [13] NVE (2024). [NVE Rapport 20/2024: Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035](#)
- [14] NVE. [Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging 4. kvartal 2025](#)
- [15] NVE. [Oversikt over vannkraft – NVE](#)
- [16] Statnett. [Statistikk om tilknytningssaker | Statnett](#)
- [17] Statnett (2025). [Områdeplan Hallingdal og Ringerike](#)
- [18] Energiteknikk. [Nye analyser sier nei til mer sol og vind i Innlandet - Energiteknikk](#)
- [19] Statnett. [Større åpenhet om reservert nettkapasitet og hvem som står i kø | Statnett](#)
- [20] Stortinget (2025). [Endringer i energiloven - stortinget.no](#)
- [21] EU Kommisjonen (2025). [European grids - European Commission](#)
- [22] Statnett (2025). [Systemutviklingsplanen 2025](#)



Vedlegg 4

Historisk og estimert forbruk i Norge mot 2030

	2020 (TWh)	2021 (TWh)	2022 (TWh)	2023 (TWh)	2024 (TWh)	2025* (TWh)	2026_E (TWh)	2027_E (TWh)	2028_E (TWh)	2029_E (TWh)	2030_E (TWh)
Kraftintensiv industri	37,0	38,8	37,6	35,6	35,9	36,5	36,9	38,0	38,6	38,7	38,9
Hydrogen	0	0	0	0	0	0	0,1	0,4	0,7	0,8	0,9
Petroleumssektoren	8,8	8,1	9,1	10,4	11,6	11,0	12,6	13,2	14,5	14,7	15,8
Datasentre	0,6	1,0	1,3	1,5	2,1	3,3	4,1	4,6	5,8	7,4	8,0
Transport	2,0	2,6	3,2	3,7	4,0	4,5	5,0	5,5	6,1	6,8	7,7
Bygg**	68,3	66,7	61,9	61,7	63,7	64,0	64,6	64,3	64,1	63,8	63,4
Elkjel	1,2	1,2	0,9	1,3	1,4	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Andre næringer	13,7	14,1	13,8	13,3	13,8	14,0	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
Tap i nettet	6,4	7,0	6,7	7,3	7,8	7,5	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9
Total	137,8	139,6	134,5	134,8	140,2	142,0	145,6	148,4	152,3	154,8	157,4

*Foreløpige tall for 2025

** Faktiske/historiske og estimerte tall er temperaturkorrigert i forhold til gjennomsnittstemperaturen fra 1991 til 2020.

Vedlegg 5

Historisk og estimert produksjon i Norge mot 2030

	2020 (TWh)	2021 (TWh)	2022 (TWh)	2023 (TWh)	2024 (TWh)	2025 (TWh)	2026_E (TWh)	2027_E (TWh)	2028_E (TWh)	2029_E (TWh)	2030_E (TWh)
Vannkraft*	134,7	136,4	137,2	137,9	138,4	139,0	140	140	141	142	142
Vindkraft	12,3	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	16,0	16,0	16,1
Termisk kraft**	2,7	1,6	2,4	2,7	2,3	2,1	2,4	2,6	2,6	2,7	1,2
Solkraft	0,1	0,1	0,2	0,5	0,6	0,7	1,0	1,2	1,4	1,5	1,7
Total	149,8	154,0	155,6	156,8	157,2	157,5	159,0	159,9	160,7	161,7	161,2

Historiske og framskrevne tall er oppgitt som normalårsproduksjon for vann-, vind- og solkraft. Termisk kraft er oppgitt som faktisk produksjon (ikke normalårsproduksjon).

* Estimerte tall for vannkraftproduksjonen er netto produksjon. Pumpekraftforbruk i kraftstasjonene er trukket fra. Tallene er oppgitt med rullerende 30-års referanseperiode for tilsig.

** Produksjonen til gasskraftverket på Melkøya er bruttotall. Det vil si at kraftproduksjon for egenbruk til LNG prosesseringsanlegg er inkludert i tabellen. Historisk produksjon for termisk er hentet fra [SSB](#).

Historiske kraftpriser og kraftsystemdata for produksjon og forbruk finnes her: [Kraftpriser og kraftsystemdata – NVE](#)

Vedlegg 6

Metode og andre analyser

Vi baserer framskrivningene våre på kjente planer

I rapporten beskriver vi hvordan vi tror det norske kraftsystemet vil utvikle seg fram mot 2030. I analysene legger vi til grunn historiske utviklingstrekk, dagens situasjon og det vi vet om forutsetninger, rammebetingelser og planer de kommende fem årene. Vi har i denne analysen ikke laget scenario som forutsetter at politiske mål skal nås, men kun basert oss på kjente planer og rammebetingelser.

Antakelsene våre er basert på kjente og modne prosjekter, der det også er tilgjengelig nettkapasitet. Framskrivningene inkluderer også konsesjonsgitte kraftverksprosjekter som ikke er under bygging eller investeringsbesluttet. Hvorvidt disse blir bygget er usikkert, noe som gjør at våre framskrivninger også har en usikkerhet.

Andre relevante analyser fra NVE

I denne analysen sammenligner vi blant annet framskrivningene våre med resultatene fra [Tilstanden i kraftsystemet 2025](#), som ble publisert i mai 2025. Denne analysen er her referert til som «fjorårets analyse». I figuren omtales årets framskrivning som *Framskrivning 2026* og fjorårets framskrivning som *Framskrivning 2025*.

Våre vurderinger og framskrivninger utover 2030 er beskrevet i vår [Langsiktige kraftmarkedsanalyse](#) fra 2025. Dette er en overordnet analyse der vi i hovedsak ser på utvikling i kraftbalanse og kraftpriser mot 2050.

I 2024 analyserte vi den [norske og nordiske effektbalansen mot 2035](#). Foreliggende rapport bygger på rapporten fra 2024 med fokus på regionale effektbalanser mot 2030.

Underlag for figurene vi presenterer i denne rapporten finnes i dette excel-arket: [Tall bak figuren](#)



NVE Rapport nr. 17/2026

Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Redaktører: Åsa Grytli Tveten og Ingrid Bjørshol Holm
Prosjektleder: Raghav Klokk Gogia
Forside: *Kraftlinjer og soloppgang i Østmarka*. Foto: Ingrid Bjørshol Holm/NVE
Øvrige illustrasjonsbilder: Side 2: *Tåkedis, kveld*. Foto: Stig Storheil/NVE
Side 6: *Vindkraft og nett i Osen*. Foto: Christer H. Skotland/NVE

ISBN: 978-82-410-2555-6
ISSN: 2704-0305
Saksnummer: 202611763

Rapporten er utarbeidet av Dag Spilde, Ellen Skaansar, Fredrik Arnesen, Henriette Birkelund, Ingrid Helene Magnussen, Kjetil Karlsen Saxegaard, Kyrre Kirkbakk Fjær, Maren Refsnes Brubæk, Martha Johanne Pedersen, Mikal-André Tvedt, Silje Tellervo Jelsness og Therese Haugen-Lossius med bidrag fra flere.

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Innholdet kan brukes videre mot kreditering.
Mai 2026



NVE