



Tilstanden i kraftsystemet 2025

Kraftåret 2024 og utviklingen fram mot 2029

April 2025

Innledning og sammendrag

Kraftsystemet i Europa gjennomgår en betydelig omstilling, drevet av teknologisk utvikling, kostnadsendringer og politiske beslutninger. I denne omstillingen må mange hensyn veies opp mot hverandre. Klima- og energipolitikk må balanseres mot næringspolitiske mål og kostnader for forbrukere. Utbygging av kraftproduksjon må veies opp mot konsekvensene for arealbruk og miljø. Behovet for mer åpenhet og informasjonsdeling om kraftsystemet må balanseres mot sikkerhetshensyn. Europeisk energisamarbeid må veies opp mot nasjonale interesser. Den usikre geopolitiske situasjonen øker også fokuset på beredskap og energisikkerhet i Europa, noe som kan påvirke retningen i energipolitikken framover.

Energiomstillingen og den usikre tiden vi er inne i, gir et stort behov for kunnskap om utviklingen av kraftsystemet. Med denne rapporten ønsker vi å bidra til økt forståelse for sammenhenger og trender i kraftsystemet og kraftmarkedet. Rapporten består av to deler. I første del beskriver vi kraftåret 2024. Vi fokuserer på hendelser og utviklingstrekk som har vært viktig i året som har gått og som vi tror blir viktig framover. Andre del av rapporten beskriver hvordan vi tror det norske kraftsystemet vil utvikle seg de neste fem årene fram mot 2029. Under oppsummerer vi de viktigste funnene fra rapporten.

I 2024 falt de norske kraftprisene til nivået før 2021

I 2021 fikk vi en europeisk energipriskrise, som følge av Russlands reduksjon i gassleveransene til Europa. Lavt tilsig til norske vannkraftverk i 2021 gjorde også at magasinfyllingen var lavere enn normalt dette året, og i perioder nær historisk minimum. I sum ga dette rekordhøye kraftpriser i sørlige Norge i 2021-2022. De siste par årene har både gass- og kraftprisene falt betraktelig fra toppåret 2022, og i 2024 var de norske kraftprisene nede på samme nivå som prisene vi hadde før 2021.

Det europeiske kraftsystemet har endret seg de siste årene. Det er nå en betydelig andel uregulerbar kraft i systemet, noe som gir utslag i større prisvariasjoner. I 2024 så vi flere timer der høy sol- og vindkraftproduksjon ga null- eller negative priser i Norden og Europa. Antall timer med svært lave priser har økt også i Norge, men andelen timer med høye og lave priser var lavere i Norge enn i våre naboland. 2024 var et vått hydrologisk år, og stor tilgang på fleksibel vannkraft gjorde at Norge ble mindre påvirket av de store prissvingningene. Et stort kraftoverskudd i Norge ga nettoeksport av kraft på nesten 18 TWh gjennom året.

Vi går neppe mot et kraftunderskudd i et normalår

I 2024 hadde Norge et kraftforbruk på 137 TWh, det høyeste forbruket siden 2021. Vi forventer at forbruket vil fortsette å øke de neste fem årene. Vi forventer at elektrifisering av transportsektoren og petroleumssektoren og flere datasentre vil drive hoveddelen av forbruksveksten. Flere av planene for batterifabrikker og hydrogenproduksjon er i det siste blitt utsatt, nedskalert eller avlyst. Dette bidrar til at anslaget for veksten i kraftforbruket nå er justert ned. Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i kraftforbruket. Regjeringen har satt et mål om at strømforbruk i bygg skal reduseres med 10 TWh i perioden mellom 2015 og 2030. Ifølge våre framskrivninger vil vi med dagens virkemiddelbruk være rundt 6 TWh unna å nå regjeringens strømsparemål for bygg i 2030.

Vi anslår at den norske kraftproduksjonen vil øke med om lag 4 TWh fram mot 2029. Vi forventer størst vekst i vann- og solkraftproduksjon, mens vindkraftproduksjonen er ventet å holde seg stabil. Selv om solkraft vokser forventer vi å være omtrent 6 TWh unna Stortingets ambisjon om 8 TWh solkraft i 2030. Samlet forventer vi at Norge fortsatt vil ha en positiv kraftbalanse i et normalår fram mot 2029. I vår prognose anslår vi at kraftbalansen i 2029 er 11 TWh. Dette er 7 TWh lavere enn i dag. De største usikkerhetene i prognosen er om forbruket vil øke så mye som vi har lagt til grunn, og hvor mye solkraftproduksjonen vil øke framover.

Kraftmarkedet og systemdriften moderniseres for å tilpasses framtidens energisystem

For å tilpasse systemdriften til framtidens behov og sikre et effektivt system, gjennomføres det i dag en modernisering og automatisering av den nordiske systemdriften og kraftmarkedet. Overgangen til flytbasert markedskobling i Norden i oktober 2024 var en viktig del av denne omstillingen. Dette har endret måten handelskapasiteten mellom prisområder fastsettes på. I 2025 vil det skje ytterligere endringer, med innføring av automatisert balansering i regulerkraftmarkedet og overgang til femten minutters tidsoppløsning i engrosmarkedet. Det vil ta tid før vi ser den samlede virkningen av den pågående omstillingen. Formålet er et mer effektivt og transparent system, men det skaper også usikkerhet og utfordringer hos aktørene som må tilpasse seg til endringene som kommer.

Del 1: Kraftåret 2024

I denne delen beskriver vi kraftåret 2024. Vi fokuserer på hendelser og utviklingstrekk som har vært viktig i året som har gått og som vi tror blir viktig framover. Under følger en oppsummering av de viktigste funnene og budskapene i denne delen:

- I 2024 var de norske kraftprisene på nivå med prisene vi hadde før 2021, etter en periode med rekordhøye kraftpriser de siste årene.
- Timespotavtale ga i de fleste prisområder de laveste strømkostnadene for sluttbrukere i 2024, sammenliknet med fastprisavtale.
- Høy vind- og solkraftproduksjon i Norden og Europa ga økt antall timer med svært lave eller negative kraftpriser.
- Norge hadde færre høy- og lavpristimer enn sine naboland, på grunn av den store andelen fleksibel vannkraft i det norske kraftsystemet.
- 2024 var et vått år og Norge fikk tilført mer enn 22 TWh mer nedbørsenergi enn i et normalår. Norge hadde rekordhøy kraftproduksjon, og norsk kraftoverskudd ga en nettoeksport på nesten 18 TWh.
- Det norske kraftforbruket økte med 2,6 TWh i 2024 sammenlignet med året før. Forbruket gikk opp i samtlige sektorer.
- Det nordiske kraftoverskuddet styrket seg med rundt 6 TWh sammenlignet med året før, noe som ga en nordisk nettoeksport på nesten 42 TWh i 2024.
- I oktober 2024 ble flytbasert markedskobling innført i Norden. Dette vil påvirke både kraftprisene og flytmønstrene i kraftmarkedet framover.
- Innføringen av flytbasert markedskobling er del av en større pågående modernisering og automatisering av den nordiske systemdriften.
- Systemdriftskostnadene økte i 2024. Kostnadene har de siste årene vært høyere enn historisk.



Del 1: Begrepsbruk

I rapporten skiller vi mellom *kraftoverskudd/-underskudd i enkeltår* og *kraftbalanse i et normalår*. I denne delen av rapporten refererer vi til kraftsituasjonen for det spesifikke kraftåret 2024, og benytter hovedsakelig begrepet kraftoverskudd/-underskudd. *Kraftoverskuddet* eller *-underskuddet* for et spesifikt år tilsvarer faktisk kraftproduksjon minus faktisk kraftforbruk i dette året. Kraftoverskudd eller -underskudd vil resultere i positiv eller negativ nettoutveksling av kraft. Ofte brukes begrepet *nettoeksport*, hvor nettoeksporten vil være positiv ved kraftoverskudd og negativ ved kraftunderskudd.

Kraftbalanse refererer til årsproduksjon minus årsforbruk i et *normalår*. Normalår betyr at tallene er korrigert for variasjon i vær mellom ulike år. Normalårsproduksjonen og normalårsforbruket i denne rapporten er beregnet ut fra været i årene 1991-2020. Den normaliserte kraftbalansen for år bakover i tid vil derfor være ulik kraftoverskuddet eller -underskuddet for et enkeltår.

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

- Sørøst-Norge: prisområde NO1
- Sørvest-Norge: prisområde NO2
- Midt-Norge: prisområde NO3
- Nord-Norge: prisområde NO4
- Vest-Norge: prisområde NO5
- Sørlige Norge: prisområdene NO1, NO2 og NO5

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



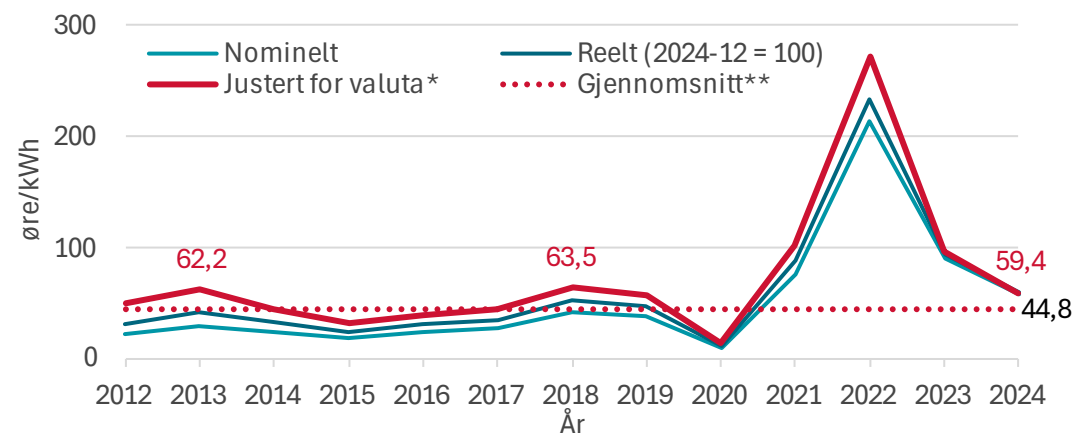
Kraftprisene i 2024 var nede på nivået før energipriskrisen

I 2024 var kraftprisene i sørlige Norge lavere enn de tre foregående årene, og nede på nivået vi hadde før energipriskrisen startet høsten 2021. Både gasspriser og kraftpriser på kontinentet har falt betraktelig fra toppåret 2022, noe som også ga lavere norske kraftpriser i 2024 enn i de foregående tre årene. I likhet med tidligere år var kraftprisen i de sørlige prisområdene høyere enn i Midt- og Nord-Norge. Mens gjennomsnittlig kraftpris i Midt- og Nord-Norge var på henholdsvis 33 og 27 øre/kWh, var prisene i sørlige Norge på mellom 47 og 58 øre/kWh.

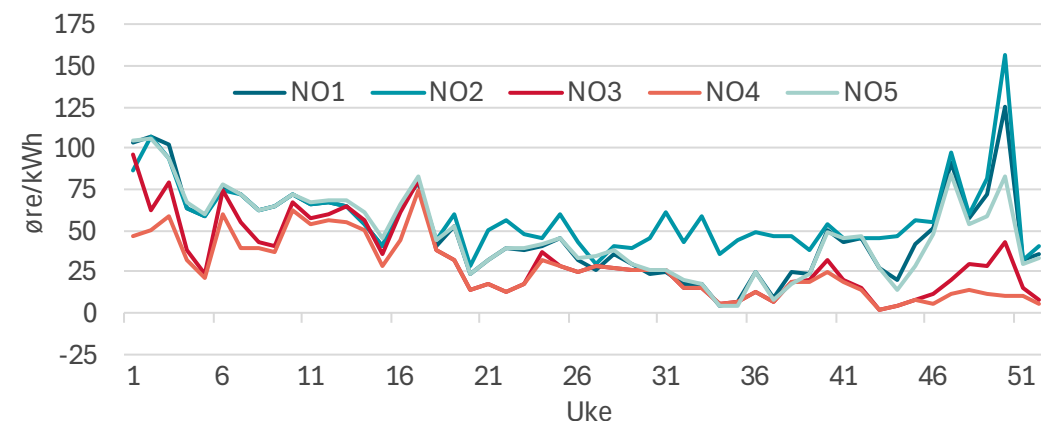
Figur 1 viser den årlige kraftprisen i Sørvest-Norge siden 2012 både som nominell og reell kraftpris. Når kraftprisen i 2024 justeres for inflasjon, hadde 2024 fortsatt høyere pris enn i årene før 2021, men forskjellene blir mindre. Når vi i tillegg justerer prisene for endringer i valutakursen, hadde både 2013 og 2018 høyere gjennomsnittspris enn 2024. Prisen i 2024 var likevel noe høyere enn gjennomsnittsnivået for hele denne perioden.

Figur 2 viser hvordan kraftprisene i 2024 varierte gjennom året i de ulike prisområdene. Figuren viser at det i perioder var store prisforskjeller mellom de nordlige og sørlige områdene. Dette skyldes flere forhold. Sørlige Norge er tett knyttet til kontinentet gjennom utenlandsforbindelser, og prisene nord på kontinentet hadde et høyere nivå enn prisene i Norden. Flaskehalser i nettet mellom nordlige og sørlige prisområder i Norden, sammen med et stort samlet kraftoverskudd i de nordlige områdene, bidro til at Midt- og Nord-Norge hadde en lavere kraftpris enn i sør.

For å kunne sammenligne kraftprisene i 2024 med kraftprisene i tidligere år har vi justert for inflasjon og endringer i valutakursen. Kraftprisen settes i Euro. Prisen oppgitt i dagens pengeverdi kalles den **nominelle prisen**, mens prisen justert for inflasjon kalles den **reelle prisen**. Inflasjonen beregnes ved hjelp av **konsumprisindeksen** (KPI), som gir et mål for den generelle prisutviklingen for varer og tjenester etterspurt av private husholdninger.



Figur 1: Årlige kraftpriser i Sørvest-Norge (NO2). Kilde: Epex Spot og Norges Bank



Figur 2: Ukentlige kraftpriser i de norske prisområdene i 2024. Kilde: Epex Spot

*Månedlige KPI-justerte kraftpriser i EUR/MWh regnet om til øre/kWh ved å bruke valutakursen for desember 2024 for hele perioden.

**Gjennomsnittet av KPI- og valutajusterte kraftpriser for perioden 2012-2020.

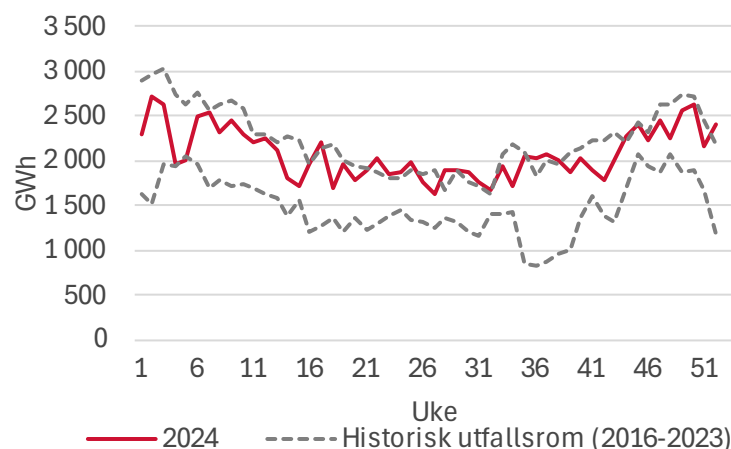
Ressurssituasjonen i Norge styrket seg gjennom året

Vannkraft er den største produksjonsteknologien i Norge. Den hydrologiske balansen er derfor en svært viktig forklaringsfaktor for produksjonsmønster og prisdannelse. 2024 var et vått år der Norge fikk tilført nesten 160 TWh nedbørsenergi, mer enn 22 TWh over gjennomsnittet. Magasinfyllingen for Norge gikk fra å være under historisk median ved starten av året, til å være over medianen ved utgangen av året. Samtidig var vannkraftproduksjonen høy i store deler av landet. I 2024 hadde Norge en kraftproduksjon på 157,2 TWh, den høyeste totale kraftproduksjonen som noensinne er registrert.

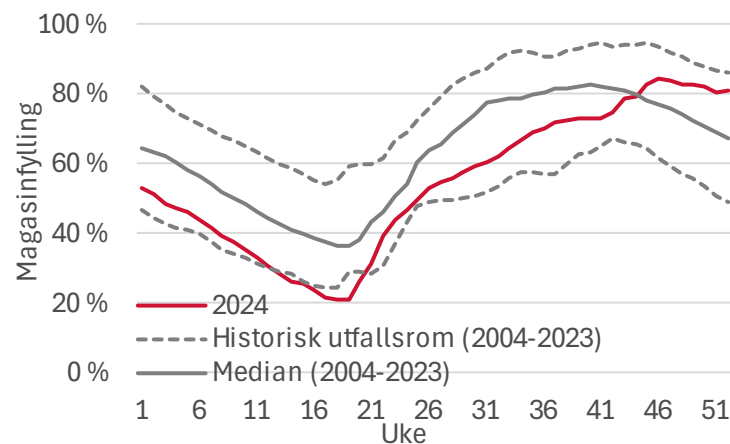
Det var imidlertid geografiske forskjeller i den hydrologiske ressursituasjonen i Norge. I sørlige Norge var magasinfyllingen under historisk median i forkant av snøsmeltingen. Mer snø enn normalt i fjellet sammen med perioder med mye regn på høsten bidro til høy magasinfylling på sensommeren og høsten, spesielt i Sørøst- og Vest-Norge. Her var kraftprisen nede i fem øre/kWh i et par uker da både magasinfyllingen og tilsiget var unormalt høyt. Høy uregulerbar produksjon, relativt lavt forbruk og flaskehalser mellom prisområder bidro til den lave kraftprisen. Prisen i Sørvest-Norge forble derimot høyere i denne perioden. Dette henger sammen med at området har mye utvekslingskapasitet til kontinentet, som hadde dyrere produksjon og høyere kraftpriser i denne perioden. Mer tilsig enn normalt gjennom året gjorde at sørlige Norge kunne ha høy kraftproduksjon (se Figur 3) og eksport, og samtidig opprettholde god magasinfylling fra våren og ut året.

Figur 4 viser at magasinfyllingen i Nord-Norge var i nedre del av historisk utfallsrom første halvdel av 2024. Mindre snø enn normalt bidro til at magasinfyllingen forble lavere enn medianen gjennom sommeren. I denne perioden koblet kraftprisen seg i større grad på prisen i sørlige Norge. Utover høsten styrket fyllingsgraden seg kraftig, blant annet fordi magasinene fikk mer enn gjennomsnittlig tilsig. I tillegg var vannkraftproduksjonen lav (se Figur 5), og området fikk mye import fra Sverige fordi nord-svenske kraftpriser (SE1 og SE2) var lavere store deler av tiden. Fyllingsgraden i Nord-Norge lå over medianen ved utgangen av året, og kraftprisen var på et betraktelig lavere nivå enn i starten av året.

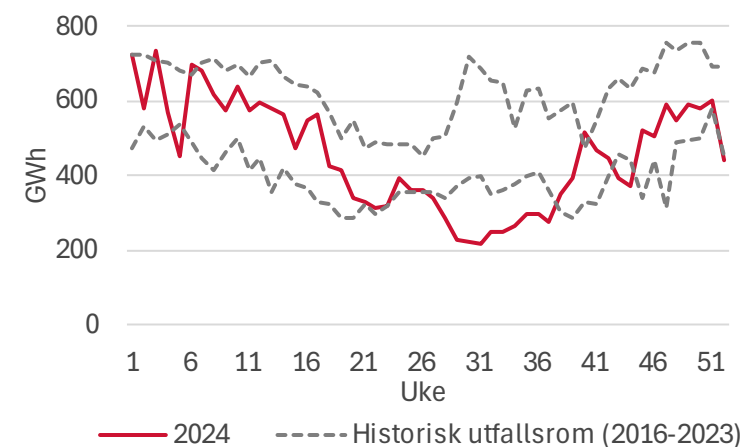
Den **hydrologiske balansen** er et mål på tilgjengelige energiresurser sammenlignet med normalt. Balansen beregnes ved å summere opp den beregnede energimengden i vannmagasinene, grunn- og markvann og energipotensialet i snøen.



Figur 3: Ukentlig produksjon i sørlige Norge (NO1, NO2, NO5).
Kilde: Entso-E



Figur 4: Magasinfylling i Nord-Norge (NO4).
Kilde: NVE



Figur 5: Ukentlig produksjon i Nord-Norge (NO4).
Kilde: Entso-E

Norge hadde det høyeste kraftforbruket siden 2021

I 2024 hadde Norge et kraftforbruk på 137 TWh, det høyeste forbruket siden 2021. Mellom 2020 og 2024 har årlig kraftforbruk variert mellom 133 og 139 TWh. 2024 var noe varmere enn normalt, og temperaturkorrigert forbruk i Norge endte på nærmere 139 TWh. Dette er over 4 TWh høyere enn i 2023.

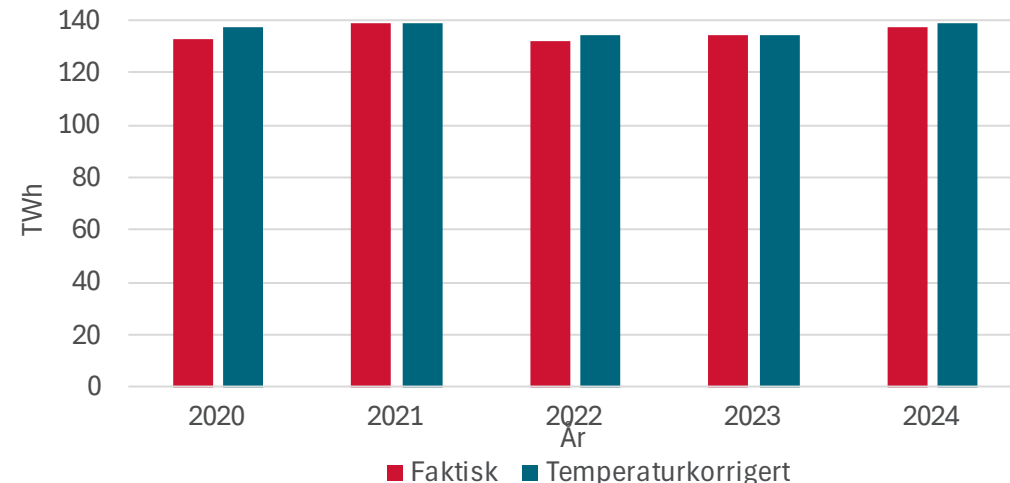
Det er flere grunner til at kraftforbruket økte i 2024. For transport har forbruket vokst i flere år, og veksten fortsatte i 2024. I petroleumssektoren ble feltene på Utsirahøyden fullelektrifisert høsten 2023, og har fått kraft fra land gjennom hele 2024. Kraftintensiv industri hadde noe høyere aktivitet i 2024 sammenlignet med 2023, noe som førte til en økning i kraftforbruket. Kraftforbruket i industrien var likevel lavere enn toppnivået fra 2021. Forbruket til datasentre hadde en kraftig vekst fra 1,6 TWh i 2023 til 2,1 TWh i 2024.

Temperaturkorrigert kraftforbruk i husholdningene økte med over 1 TWh fra 2023 til 2024. Her er ikke forbruk til lading av elbiler hjemme inkludert, da dette registreres i transportkategorien. Det kan være flere grunner til at forbruket i husholdningene har økt. Viktige faktorer kan være lavere kraftpriser enn i foregående år, og at en mer omfattende strømstøtteordning har skjermet forbrukerne fra de høyeste prisene.

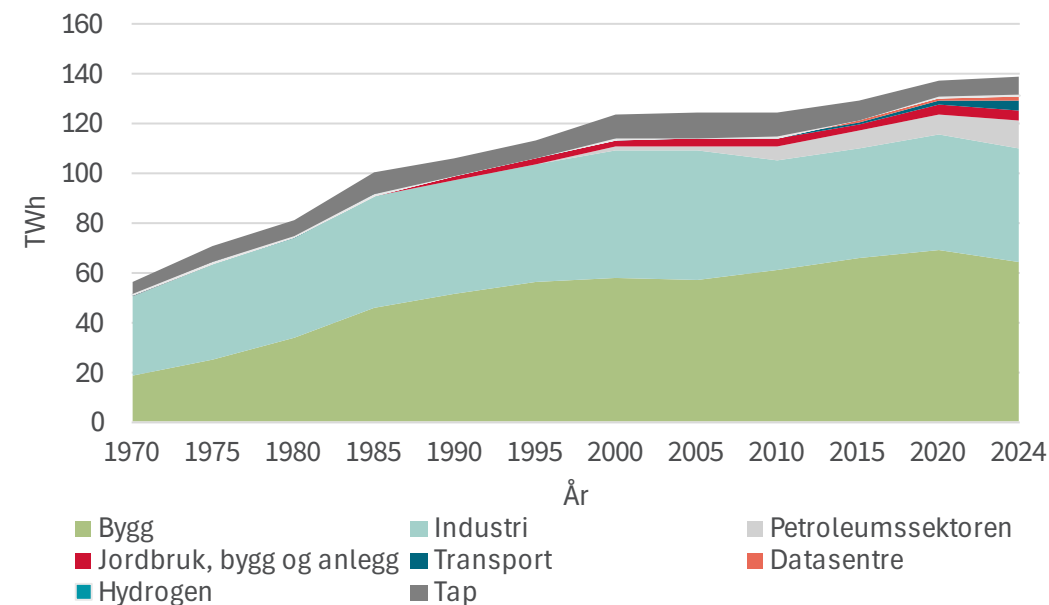
Hvorfor øker forbruket?

Historisk har det vært vekst i kraftforbruk i Norge. Dette er vist i Figur 7, som viser kraftforbruk i Norge fra 1970 og fram til i dag. Unntaket var 2000-tallet, da nedgang i industrien ga en flat utvikling i samlet kraftforbruk. Bortsett fra dette har økonomisk vekst, velstandsutvikling og bruk av kraft til nye formål, som innen petroleumssektoren, bidratt til et stadig høyere kraftforbruk i Norge.

Noen ganger kommer det hendelser som gir kortvarige nedganger i kraftforbruket. Det skjedde under finanskrisen i 2009 og det skjedde på nytt i forbindelse med energipriskrisen som startet høsten 2021. I løpet av 2022 steg kraftprisene mye. Dette resulterte i en betydelig nedgang i kraftforbruket i Norge i 2022. Det var spesielt husholdninger, tjenesteytende næringer og industri som reduserte forbruket. Det lave forbruket vedvarte i 2023, men økte igjen i 2024, til om lag samme nivå som i 2021.



Figur 6: Årlig kraftforbruk i Norge. Kilde: SSB og NVE*



Figur 7: Kraftforbruk i Norge mellom 1970 og 2024. Kilde: SSB og NVE*

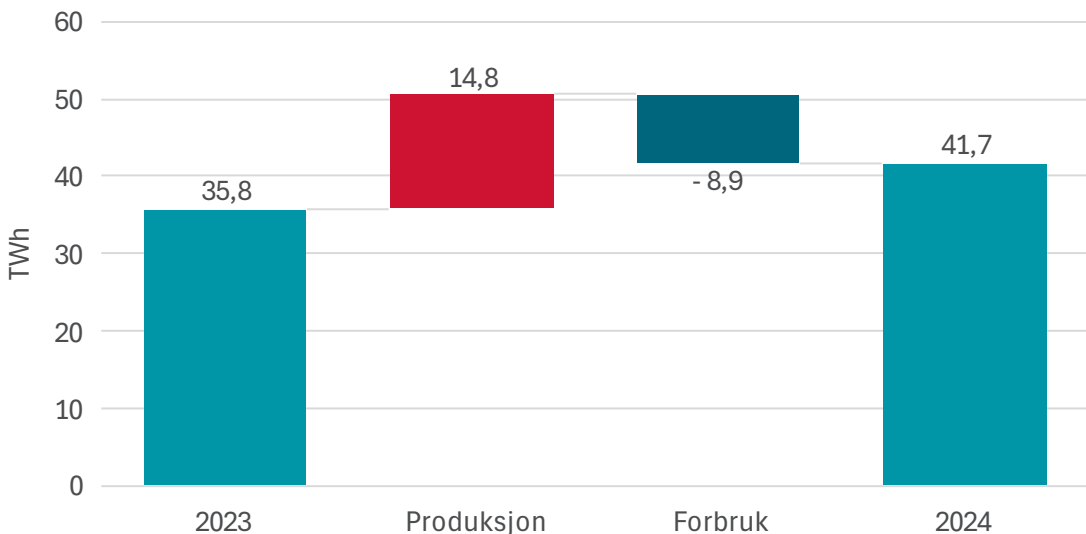
* Tallene er fra SSB. Temperaturkorrigering av kraftforbruk i bygg er gjort av NVE

Det nordiske kraftoverskuddet styrket seg i 2024

Norden har en samlet positiv kraftbalanse i et normalår. Det betyr at med normale værforhold vil produksjonen være større enn forbruket, og Norden vil ha nettoeksport av kraft. I 2024 hadde Norden et overskudd av kraft på nesten 42 TWh. Dette tilsvarer en økning på i underkant av 6 TWh fra 2023. Både kraftproduksjonen og kraftforbruket økte. Produksjonsøkningen var større enn forbruksøkningen og Nordens samlede kraftoverskudd gikk opp. Overskuddet av kraft ligger i områdene nord i Norden. Nord-Sverige (SE1 og SE2) og Midt- og Nord-Norge hadde til sammen et overskudd på 49 TWh, mens de andre nordiske områdene samlet hadde et underskudd på 7 TWh.

Nordisk kraftproduksjon økte med 15 TWh i 2024, sammenlignet med 2023. Alle de nordiske landene hadde høyere produksjon i 2024, og økningen var størst i Sverige. Vindkraftproduksjonen økte med 13 TWh og stod dermed for rundt 90 prosent av produksjonsoppgangen i Norden. Økningen skyldes både at eksisterende vindkraftverk produserte mer enn i 2023, og at det ble installert mer vindkraftkapasitet. Det meste av økningen i vindkraftkapasiteten kom i Sverige og Finland, som til sammen installerte nesten 3 GW i 2024. 2024 var det første fulle driftsåret til den finske kjernekraftreaktoren Olkiluoto 3, som har en kapasitet på 1,6 GW. Til tross for dette, var den totale produksjonen fra svenske og finske kjernekraftverk tilnærmet uendret fra året før. Dette kommer av at tilgjengeligheten var lavere på grunn av utfall og planlagt vedlikehold, særlig for de finske reaktorene.

Kraftforbruket i Norden økte med i underkant av 9 TWh sammenlignet med året før, og forbruket økte i alle de nordiske landene. I Norge økte forbruket med 2 TWh.



Figur 8: Endring i nordisk kraftoverskudd fra 2023 til 2024. Kilde: Entso-E

Tabell 1: Kraftproduksjon i Norden. Kilde: Entso-E

Produksjon	2024 (TWh)	2023 (TWh)	Endring (TWh)	Endring (Prosent)
Bio	10	9	1	14 %
Elvekraft	44	42	2	4 %
Gasskraft	5	5	0	-9 %
Kullkraft	4	5	-1	-18 %
Kjernekraft	80	79	0	1 %
Solkraft	7	5	2	30 %
Vannkraft med magasin	171	173	-2	-1 %
Havvind	10	8	1	16 %
Vindkraft på land	85	73	12	16 %
Andre*	14	14	0	-2 %
Totalt	429	414	15	4 %

*For Sverige kan mye av produksjonen som ikke er fra kjerne- eller vannkraft ligge under «Andre».

Norden hadde høy nettoeksport av kraft i 2024

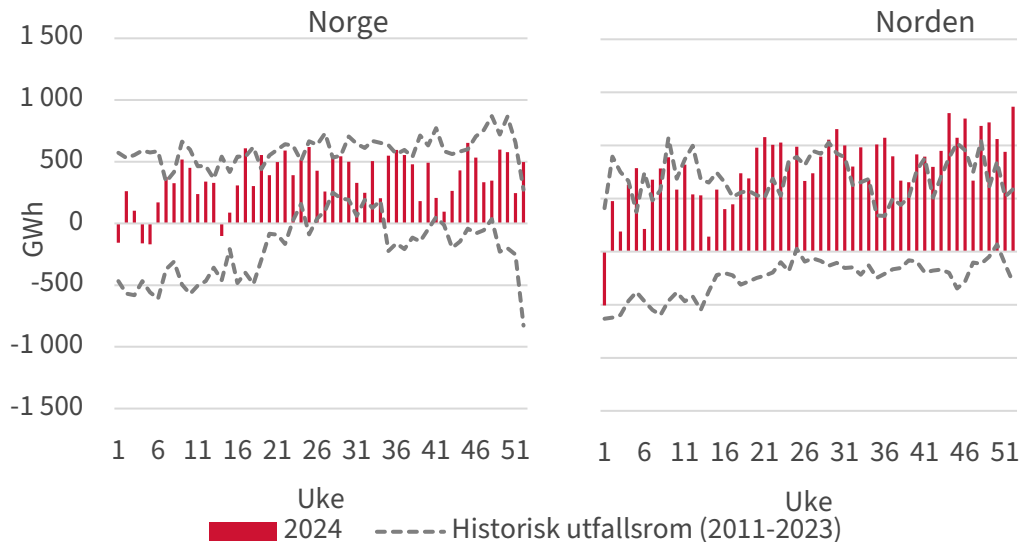
Norden hadde et større overskudd av kraft i 2024 sammenlignet med året før. Med unntak av årets første uke, eksporterte de nordiske landene mer enn de importerte i alle uker. Kraftutvekslingen varierte mye fra uke til uke, men trenden var at nettoeksporten økte gjennom året. Her bidro sannsynligvis forbedringen av den hydrologiske ressursituasjonen og høy vindkraftproduksjon siste halvdel av året til større overskudd av kraft, og dermed økt eksport.

Norge hadde en nettoeksport av kraft på nesten 18 TWh i 2024. Det var nettoeksport til alle naboland unntatt Sverige. Kraftutvekslingen fulgte i grove trekk samme utvikling som for Norden. Samtidig var det geografiske forskjeller mellom Midt- og Nord-Norge og sørlige Norge. En svakere ressursituasjon enn normalt i Midt- og Nord-Norge ga lav kraftproduksjon og bidro til nettoimport til regionen i de fleste ukene fram til fjerde kvartal. På senhøsten, etter at magasinfyllingen hadde økt betraktelig sammenlignet med medianen, hadde Midt- og Nord-Norge nettoeksport av kraft igjen. Over året importerte Midt- og Nord-Norge mer enn de eksporterte fra Sverige.

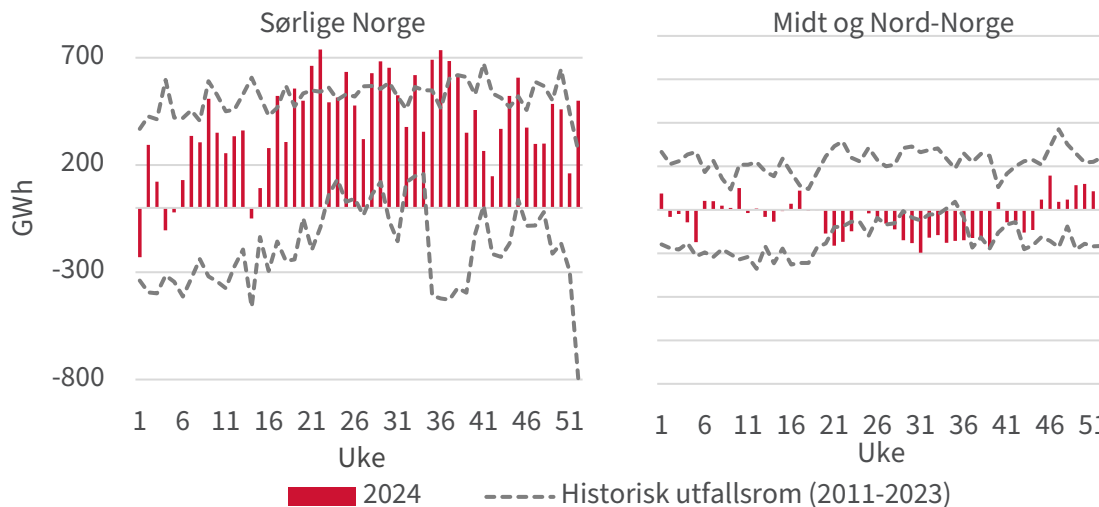
For sørlige Norge var det nettoeksport av kraft i de fleste uker i 2024. Mest gikk til Storbritannia, der nettoeksporten var på rundt 10 TWh i 2024. Det var nettoeksport fra sørlige Norge til alle naboland, med unntak av Sverige (til prisområde SE3). Fra SE3 fikk sørlige Norge en nettoimport på nesten 4 TWh i 2024.

Tabell 2: Eksport og import for Norge i 2024 i TWh (fysisk flyt). Kilde: Entso-E

Prisområde	Eksport	Import	Nettoeksport
Tyskland	7,0	1,2	5,8
Nederland	3,5	0,6	2,9
Storbritannia	10,2	0,3	9,9
Danmark	8,1	1,7	6,5
Sverige (SE3)	1,5	5,4	-3,9
Sverige (SE2)	0,8	3,6	-2,8
Sverige (SE1)	0,7	1,4	-0,7
Totalt	31,8	14,2	17,7



Figur 9: Ukentlig nettoeksport i Norge og Norden. Kilde: Ensto-E og Montel-Syspower



Figur 10: Ukentlig nettoeksport i sørlig Norge (NO1, NO2, NO5) og Midt- og Nord-Norge (NO3, NO4). Kilde: Entso-E

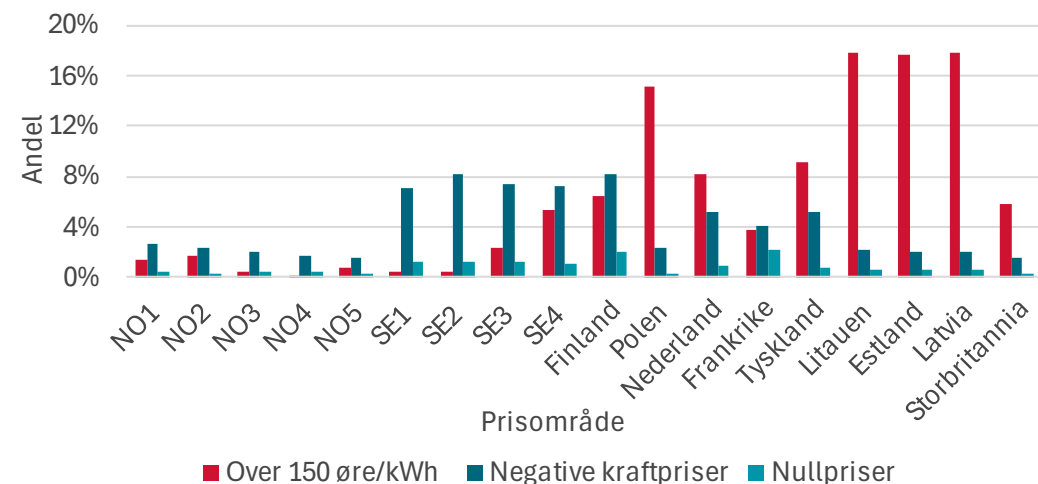
Norge hadde færre høy- og lavpristimer enn våre naboland

De norske kraftprisene var mer stabile enn i andre europeiske land i 2024. Dette er illustrert i Figur 11, som viser andelen timer med kraftpriser over 150 øre/kWh, negative kraftpriser og nullpriser. Jevnt over hadde de norske prisområdene få timer med høye kraftpriser, men også få timer med kraftpriser nært null, sammenlignet med våre naboland.

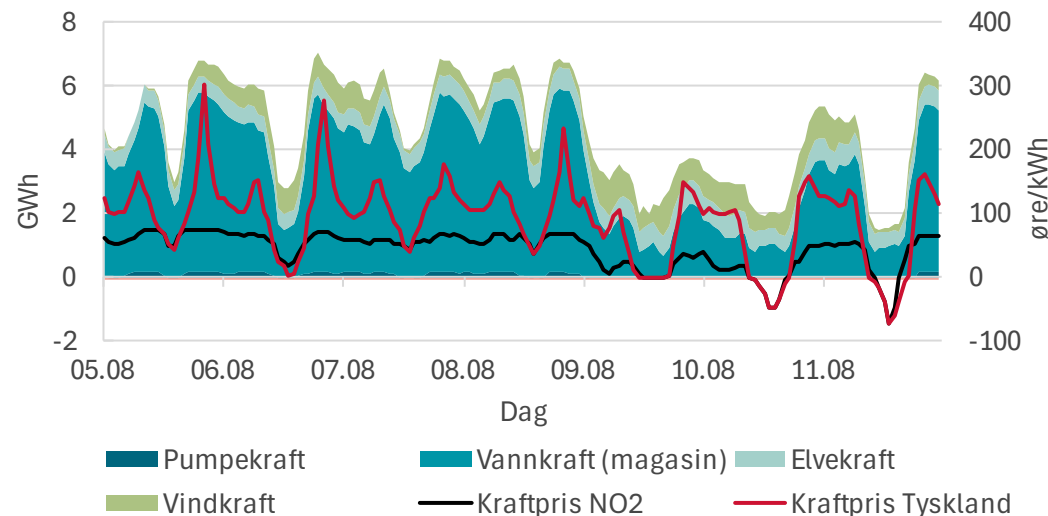
Lavere prisvariasjon i Norge har sammenheng med at fleksibel vannkraft utgjør en stor andel av den norske kraftmiksen. Vannkraftverk med magasiner vil ønske å bruke vannet i de periodene der behovet for kraft er størst, og prisene høyest. Hvilken pris vannkraftprodusentene velger å sette på vannet, også kalt vannverdi, avhenger blant annet av hvor lenge det er mulig å lagre vannet og hva de forventer at prisene blir i framtiden. Sørlige Norge har et kraftoverskudd i et normalår, og har som regel nok produksjonskapasitet til å dekke både eget forbruk og ha full eksport til naboland med høyere priser. Da blir det flaskehals på utenlandsforbindelsene og det blir lavere priser i Norge enn i Europa. Dette er illustrert i Figur 12, hvor prisen i Tyskland ofte er høyere og mer volatil enn prisen i Sørvest-Norge. Figuren illustrerer fleksibiliteten i vannkraftproduksjonen, og hvordan vannkraftproduksjonen er høyest når prisene er høyest. Denne fleksibiliteten gjør at den regulerbare vannkraften er den teknologien som oppnår høyest verdifaktor* i Norge.

Det er likevel enkelte timer hvor prisen i Norge, oftest Sørvest-Norge, kobler seg på de høye prisene på kontinentet. Dette skjer når det ikke er nok produksjonskapasitet i området til å både dekke full eksport til land med høyere pris og eget forbruk. Det har ofte sammenheng med at det er høyt forbruk, lite vind- og solkraftproduksjon og god tilgjengelighet på utenlandsforbindelsene.

***Verdifaktoren** til et kraftverk er her definert som gjennomsnittlig oppnådd kraftpris for kraftverket delt på gjennomsnittlig kraftpris. Dette tilsvarer den inntekten kraftverket ville hatt dersom all kraften ble solgt i døgnet, delt på inntekten kraftverket ville hatt dersom det hadde solgt all kraften sin til gjennomsnittlig kraftpris.



Figur 11: Andel høy- og lavpristimer i 2024. Kilde: Epex Spot og Montel-Syspower



Figur 12: Produksjon i NO2 og pris i NO2 og Tyskland, uke 32 2024. Kilde: Entso-E og Epex Spot

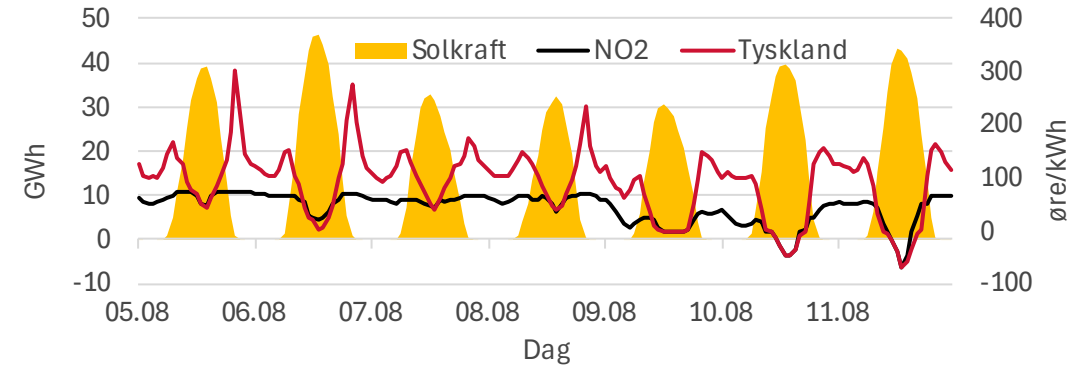
Høy uregulerbar produksjon i Europa drar ned prisene i Norge

Solkraftkapasiteten nord på kontinentet har vokst raskt de siste årene. På grunn av mye utvekslingskapasitet mot kontinentet slår denne utviklingen inn på norske kraftpriser, spesielt i sørlige Norge. Dette er illustrert i Figur 13. I perioder med høy solkraftproduksjon midt på dagen, kan overskuddet av kraft bli så stort at kraftprisene på kontinentet bli negative. Dette skjer typisk på sommeren eller i helger når forbruket også er lavt. I disse timene blir det full import fra kontinentet til Norge (se Figur 14). Samtidig er all fleksibiliteten i vannkraften brukt opp, som vil si at all vannkraft som kan skru av produksjonen, har gjort dette. Til sammen gjør dette at prisene i sørlige Norge kan falle ned på samme lave prisnivå som på kontinentet.

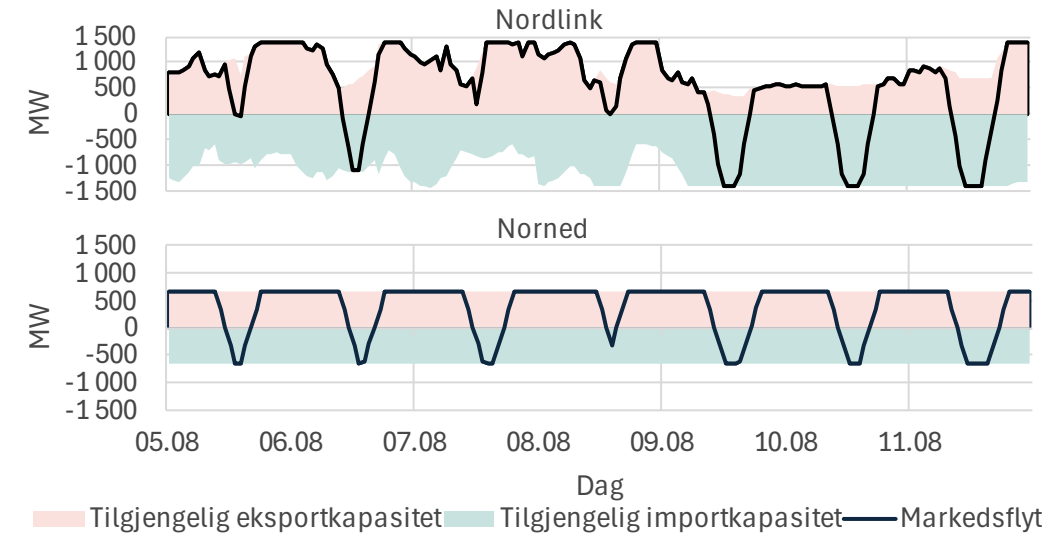
At noe vannkraft med magasin produserer når det er negative priser (se Figur 12), kan skyldes flere forhold. Det kan være miljø- og konsesjonskrav, at produsenten deltar i andre markeder enn spotmarkedet, for eksempel reservemarkeder til Statnett, eller at inntekter fra opprinnelsesgarantier gjør produksjonen lønnsom.

Vi ser at solkraften påvirker kraftprisene tidligere og tidligere på året. I 2024 hadde Tyskland nullpris allerede i mars i timer med mye solkraft. Dette slo inn på den norske kraftprisen. Det at solkraftproduksjonen varierer mye gjennom døgnet, og påvirker kraftprisen så mye som den gjør, har konsekvenser for flyten på utenlandskablene. Flyten endres raskt fra full eksport til full import på dagtid når solkraftproduksjonen i blant annet Tyskland er på det høyeste. Dette er illustrert i Figur 14 som viser flyten per time gjennom uke 32 i 2024.

Den kraftige utbyggingen av solkraft på kontinentet påvirker også inntjeningen til norsk solkraftproduksjon. Det er fremdeles lite solkraft i Norge, men når norsk solkraft produserer, er det ofte i perioder med allerede stort overskudd av solkraft i systemet. I tillegg begynner solkraften i Norge å produsere senere på året enn solkraft på kontinentet. Dette gjør at kraftprisene, og dermed også inntjeningen til solkraftverkene, faller. Dermed oppnår norsk solkraft en lavere verdifaktor enn annen kraftproduksjon i Norge.



Figur 13: Solkraftproduksjon i Tyskland og kraftpris i NO2 og Tyskland i uke 32, 2024. Kilde: Entso-E og Epex Spot

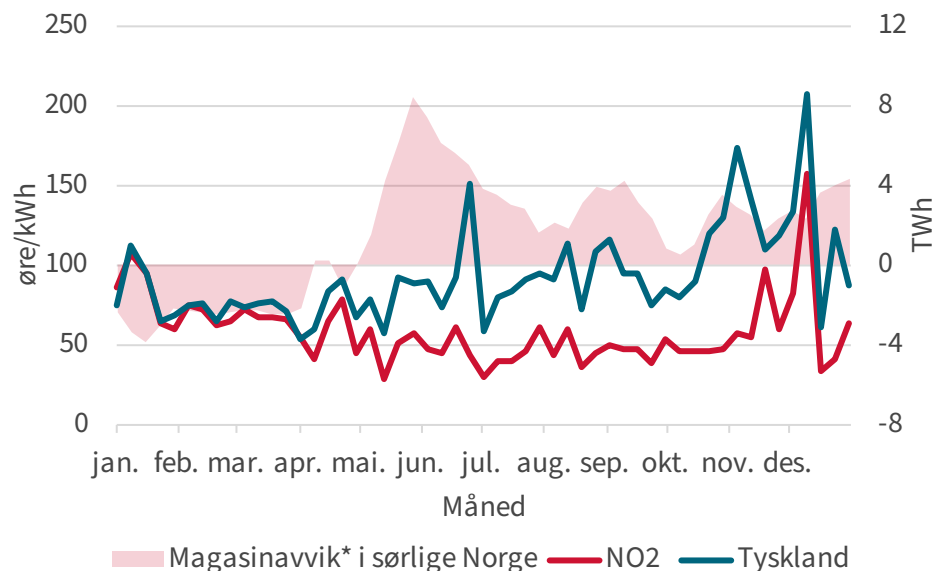


Figur 14: Kraftflyt mellom Norge og Tyskland (Nordlink) og mellom Norge og Nederland (Norned) i uke 32, 2024. Kilde: Entso-E

Økende brenselspriser løftet kraftprisene på kontinentet gjennom året

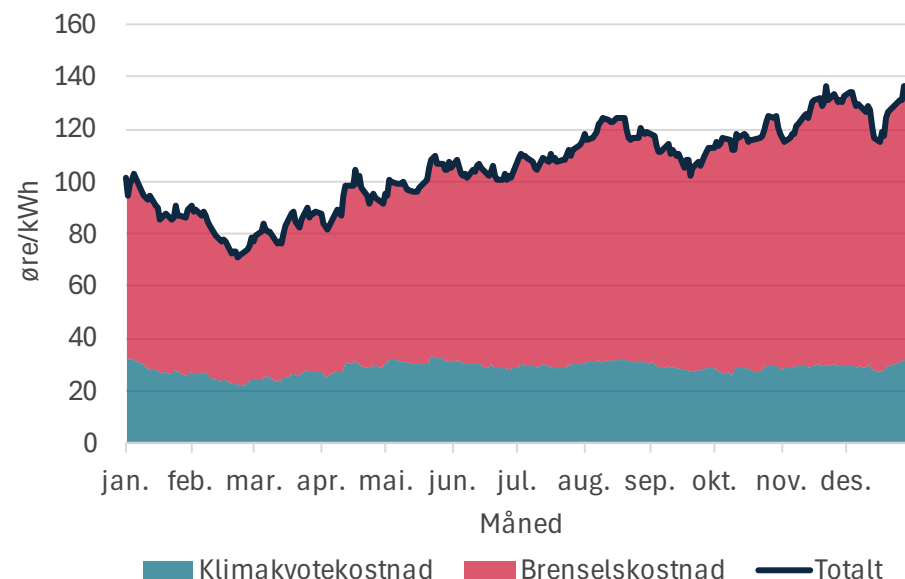
I 2024 har prisutviklingen på kontinentet i stor grad fulgt de kortsiktige marginalkostnadene ved å produsere elektrisitet fra gasskraftverk. Gasskraftverk er ofte den prissettende teknologien i blant annet Tyskland. Etter en nedgang i marginalkostnadene i første kvartal, har kostnadene stort sett vært stigende resten av året. Det skyldes at prisen på naturgass har økt i samme periode. Deler av prisoppgangen på gass kan tilskrives økt etterspørsel i det globale markedet, noe som resulterte i at europeiske gasslagre fylte seg opp saktere i sommerhalvåret enn det som har vært vanlig de siste årene. Dette skapte usikkerhet rundt forsyningssikkerhet for energi, som sammen med geopolitiske spenninger bidro til en prisoppgang på europeisk gass. Som vist i Figur 16, har kostnaden for klimavoter holdt seg forholdsvis stabil gjennom året.

I vinterhalvåret vil ofte kraftprisene i sørlige Norge legge seg på nivå med kraftprisene på kontinentet. Dette har sammenheng med et økt oppvarmingsbehov, som gir høyere kraftforbruk på vinteren. Samtidig har vannkraftprodusentene god kontroll på vannet i magasinene, slik at de i større grad kan legge produksjonen til perioder med høyere kraftpriser. I første kvartal var prisen i Sørvest-Norge på nivå med prisen i Tyskland i de fleste uker, mens den var lavere resten av året. Det pleier ofte å oppstå prisforskjeller mellom sørlige Norge og kontinentet i sommerhalvåret. Dette har sammenheng med at lavt forbruk, kombinert med fleksibel vannkraft, bidrar til at det oppstår flaskehalser på mellomlandsforbindelsene. I 2024 har forskjellene trolig økt mer enn vanlig fordi magasinutfyllingen gikk fra å ligge under normalen til godt over normalen. Alt annet likt, bidrar dette til at vannkraften produserer ved lavere priser slik at prisnivået også går ned. Fyllingsgraden holdt seg høyere enn normalen resten av året, og bidro til at prisen i Sørvest-Norge lå lavere enn tysk pris inn i vintersesongen 2024-2025.



Figur 15: Magasinavvik for sørlige Norge (NO1, NO2, NO5) sammen med ukentlig kraftpriser i 2024 for NO2 og Tyskland. Kilde: NVE og Epex Spot

*Magasinavvik er differansen mellom faktisk magasinutfylling og historisk median.



Figur 16: Estimert produksjonskostnad** for et typisk gasskraftverk i 2024. Kilde: Montel-Syspower

**Kortsiktig marginalkostnad

Gassproduksjon:

Brenselsfaktor:
1 MWh/MWh gass

Utslippsfaktor:
0,2 tCO₂ /MWh

Virkningsgrad:
54 prosent

Timespotavtale ga lavest strømkostnader for sluttbrukere i 2024

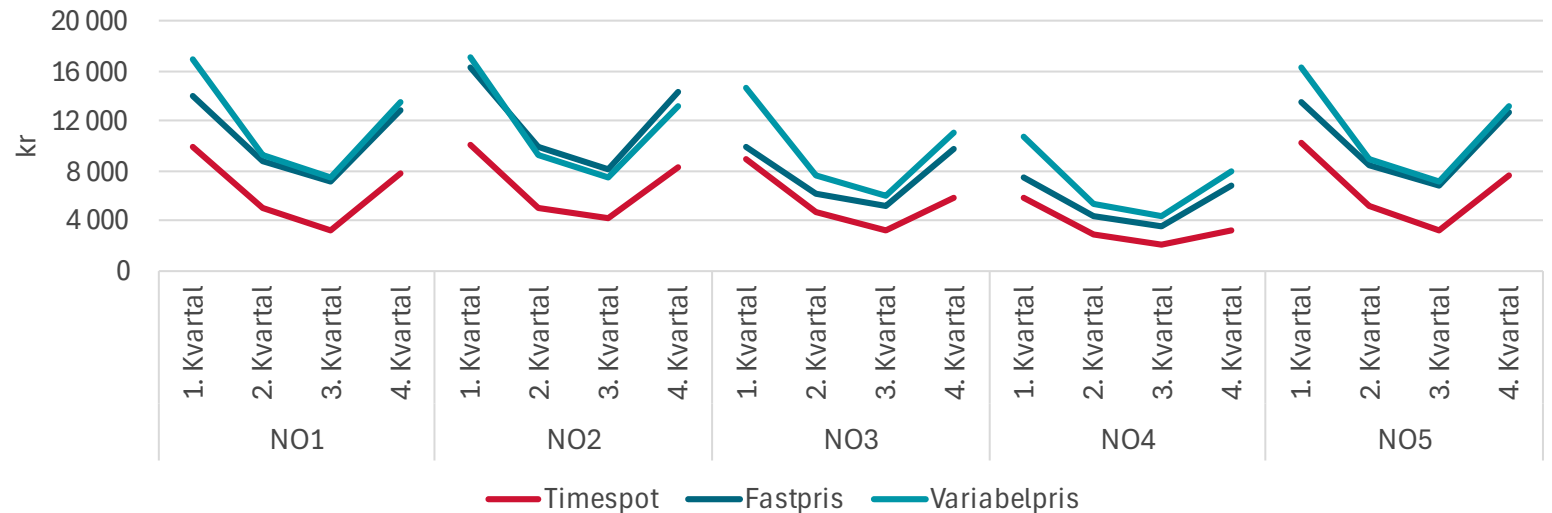
I prisområdene i sørlige Norge var estimert strømkostnad for husholdninger lavest med avtaletypen timespot for alle kvartal i 2024, som illustrert av Figur 17. I Sørøst- og Vest-Norge var strømkostnaden høyest med variabelprisavtale, mens det i Sørvest-Norge var fastpris som oftest ga den høyeste strømkostnaden.

Estimert årskostnad for strøm i 2024 for en husholdningskunde i Sørøst-Norge var 26 246 kr med timespot, 43 023 kr med fastpris og 47 247 kr med variabelpris.

I de to nordligste prisområdene, Midt- og Nord-Norge, var estimert strømkostnad for husholdninger lavest med timespotavtale for alle kvartal i 2024, som illustrert av figurene. I begge prisområder var variabelprisavtale den dyreste avtaletypen gjennom hele året. Merk at kostnadene i Nord-Norge er ekskludert avgifter fordi store områder her er fritatt for avgifter.

Den totale kostnaden for en husholdningskunde omfatter kraftkostnad, nettleie og avgifter, fratrullet strømstøtte. Kraftkostnaden for timespot- og variabelpriskontrakter er beregnet ved å multiplisere estimert forbruk med gjennomsnittlig pris i prisområdet for kvartalet. Kraftkostnadene for fastpriskontrakter som er inngått i uke 1 er beregnet ved å multiplisere estimert forbruk for kvartalet med fastprisen fra uke 1 i samme år. Strømstøtten er timesbasert, og er beregnet ved å multiplisere estimert forbruk med støttesatsen satt av Regjeringen. Støtten er lik for alle avtaletyper. Les mer om støtteordningen på RME sin nettside:

[Reguleringsmyndigheten \(nve.no\)](https://www.regulering-myndigheten.no/)



Figur 17: Totale strømkostnader i 2024. Figuren viser den estimerte totale strømkostnaden per kvartal i 2024 for en husholdningskunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh, fordelt på prisområde og avtaletype. Kilde: Forbrukerrådet og RME.

Nye markedsløsninger implementeres for å håndtere framtidens kraftsystem

Kraftsystemet i Europa, Norden og Norge er i endring. Både utfasing av fossile kraftverk og utbyggingen av sol- og vindkraft i Europa har økt de siste årene. Dermed er andelen fornybar kraftproduksjon stigende.

Det norske systemet henger tett sammen med Norden og Europa. En økende andel variabel kraftproduksjon i landene rundt oss, og mer utveksling mellom land, gir hyppigere og større endringer i kraftflyten i det norske og nordiske kraftsystemet. Den nye produksjonen er også mindre forutsigbar og har andre systemegenskaper enn de tradisjonelle kraftverkene. Denne utviklingen har gitt behov for å endre måten kraftsystemet driftes på.

For å tilpasse systemdriften til de pågående endringene, og sikre en effektiv drift, gjennomføres det i dag en modernisering og automatisering av den nordiske systemdriften og kraftmarkedet. To viktige endringer i denne prosessen er overgangen til flytbasert markedskobling som ble implementert høsten 2024, og overgangen til automatisk balansering i regulerkraftmarkedet som trådte i kraft i mars 2025. For å redusere ubalansene i systemet skal også intradag- og døgnmarkedet gå over fra timespris til å prises hvert kvarter. På sikt skal Norge også kobles tettere på de europeiske plattformene for balansering av kraftsystemet. I sum representerer dette de største endringene i utformingen av de nordiske kraftmarkedet på mange år.

Endringene har som formål å opprettholde et effektivt kraftsystem og en sikker drift, og er ikke først og fremst kostnadsreducerende tiltak. Så store fundamentale endringer i markedet krever også stor omstilling hos markedsaktørene, og det vil ta tid å tilpasse seg det nye systemet. Det skaper usikkerhet både knyttet til hvordan aktørene vil agere framover og prisutviklingen i de ulike markedene. Det vil ta tid før vi ser den samlede virkningen av den pågående omstillingen.



Figur 18: Tidslinje for innføring av nye markedsløsninger. Kilde: Statnett

Flytbasert markedskobling ble innført høsten 2024 med mål om å utnytte kraftnettet bedre

Høsten 2024 ble flytbasert markedskobling innført i Norden. Dette innebærer en ny metode for fastsettelse av handelskapasitet i markedet, blant annet med mål om å utnytte kraftnettet mer effektivt. Den nye metoden vil påvirke både kraftflyten og kraftprisene i Norden framover.

Det er de fysiske grensene på komponenter i nettet, slik som ledninger og transformatorer, som begrenser hvor mye kraft som kan overføres mellom områder. Tidligere måtte de nordiske systemansvarlige «oversette» de fysiske grensene i nettet til enkle handelskapasiteter mellom prisområder, basert på hvordan de forventet kraftflyten ville bli. For å sikre at den faktiske kraftflyten holdt seg innenfor de fysiske grensene i nettet, ble ofte handelskapasiteten satt lavere enn samlet fysisk overføringskapasitet.

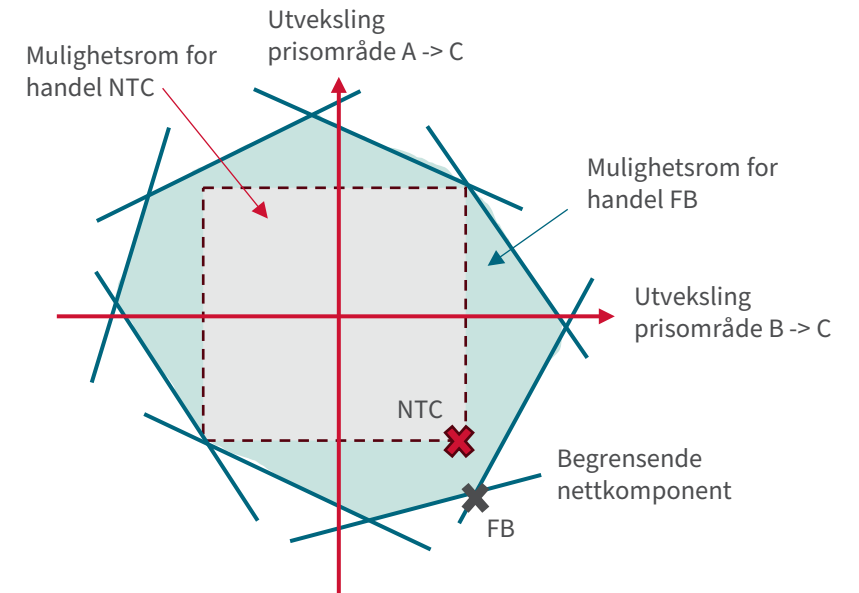
Med flytbasert markedskobling inngår informasjon om de faktiske begrensningene og det fysiske flytmønsteret i nettet, i markedets optimeringsalgoritme. Dette øker tilgjengelig handelskapasitet fordi mer av den faktiske kapasiteten blir gjort tilgjengelig for markedet. Markedsalgoritmen fordeler og prioriterer nettkapasiteten der det er størst behov og verdi av å overføre kraft. Verdien av å avlaste begrensninger i nettet som kan frigjøre mer handelskapasitet mellom områder, reflekteres nå mer direkte i prisen. Slik kan kraftnettet og tilgjengelig produksjon utnyttes mer effektivt, samtidig som markedsløsningen gir en flyt som opprettholder sikker drift av systemet.

Den nye metoden gir også økt transparens ved at markedsaktørene får mer informasjon om begrensningene i nettet. Informasjon om flytbasert kapasiteter publiseres på [JAO](#).

Erfaringene så langt tyder på at den nye metoden fungerer som forventet. Markedet utnytter mer av nettkapasiteten, og kraftflyten mellom prisområder har økt. Blant annet har kraftflyten fra nord til sør i Norden økt. Det har også blitt flere tilfeller av ikke-intuitiv flyt, som vil si at kraften flyter fra et område med høy pris til et område med lav pris. Dette skjer når handelen likevel gir høyere samfunnsøkonomisk nytte for systemet som helhet, og har ofte sammenheng med at det avlaster begrensninger andre steder i nettet.

Flytbasert markedskobling innebærer en ny metode for å beregne og kommunisere overføringskapasiteter i nettet til markedet. I stedet for å oppgi en grense for hvor mye kraft som kan flyte mellom to prisområder, gis nå informasjon om nettets faktiske begrensninger og fysiske egenskaper. For mer informasjon om kapasitetsberegningen, se [RMEs faktaark](#).

Med denne informasjonen kan markedet finne en optimal fordeling av forbruk, produksjon og handel som maksimerer den samfunnsøkonomiske nytten for systemet som helhet, samtidig som kraftflyten holder seg innenfor de fysiske grensene i nettet.



Figur 19: Prinsippskisse som sammenligner mulighetsrommet for handel med flytbasert markedskobling (FB) med den tidligere metoden, netto overføringskapasitet (NTC).

Automatisk balansering og finere tidsoppløsning skal sikre balanse i et mer uforutsigbart system

For å tilpasse systemdriften til framtidens behov og sikre et effektivt system, har de nordiske reguleringsmyndighetene vedtatt at det skal innføres nye markedsløsninger. Disse har fellesbetegnelsen ny nordisk balanseringsmodell (NBM¹). De nordiske systemansvarlige jobber med å etablere de nye løsningene, som utformes og harmoniseres i tråd med EU-lovgivningen om balansemarkeder og systemdrift.

Aktørene som kjøper og selger kraft i markedet, er ansvarlige for å handle seg til balanse. Ubalanser kan likevel oppstå ved at forbruket endrer seg, eller vinden ikke blåser akkurat som forventet. Disse ubalansene må håndteres av Statnett som systemansvarlig, og dette gjøres ved hjelp av ulike reserver som handles i balansemarkedene.

En viktig del av NBM er automatisering av balanseringen i regulerkraftmarkedet (mFRR EAM²). Fra mars 2025 gikk balanseringen fra å være en manuell vurdering av behovet for regulerkraft, til en automatisk aktivering av bud. Datamaskiner analyserer og vurderer behovet for regulerkraft i hvert prisområde, og aktiverer tilgjengelige ressurser basert på tilgjengelig kapasitet i transmisjonsnettet. Balanseringen skjer nå per prisområde, og ikke på et overordnet nordisk nivå, slik som før. Disse endringene gjør at aktivering av reserver kan skje hyppigere og balansering av systemet kan skje raskere.

Med automatisk balansering er det forventet at ubalanseprisen blir mer volatil, og at det kan bli mer kostbart for aktøren som forårsaker ubalansen. Samtidig kan det også skape nye muligheter ved at flere aktører etter hvert kan ta del i markedet, noe RME vurderer som positivt i [Driften av kraftsystemet](#). De som kan tilby fleksibilitet ved å tilpasse forbruket eller produksjonen etter behovet i markedet, kan potensielt få økte inntekter.

Samtidig gjennomføres overgangen fra 60- til 15-minutters tidsoppløsning i engros-markedet. Med 15-minutters oppløsning blir det bedre samsvar mellom prognoser og faktisk forbruk og produksjon, noe som vil føre til mindre ubalanser. Det ble implementert i intradagmarkedet i Norden i mars, og er planlagt innført i døgnmarkedet i juni 2025. Sluttbrukermarkedet i Norge skal fortsatt ha timespris.



I kraftsystemet må det alltid være **balanse mellom forbruk og produksjon** – det vil si at det til enhver tid må produseres like mye kraft som forbrukes. Et system i balanse har en **frekvens på 50 Hz**. Ubalanser påvirker frekvensen i systemet og en endring kan i verste fall føre til at større områder mørklegges.

¹Nordic Balancing Model.

²mFRR EAM – manual Frequency Restoration Reserve Energy Activation Market er aktiveringsmarkedet for tertiærreserver, og er et felles nordisk balansemarked.

Økt produksjon fra sol- og vindkraft gir behov for å sikre systemstabiliteten på nye måter

Elektrifisering, flere utvekslingskabler, høyere andel produksjon fra vind og sol, og utfasing av termiske kraftverk endrer kraftsystemet i Europa. Det norske kraftsystemet er en del av det nordiske synkronområdet, som betyr at det er teknisk koblet sammen og har samme frekvens. Det nordiske synkronområdet er koblet til resten av Europa via flere utvekslingskabler.

Det tradisjonelle nordiske kraftsystemet består av en stor andel vannkraft og kjernekraft. I disse produksjonsteknologiene brukes synkrongeneratorer som bidrar med roterende masse. Roterende masse er viktig for stabiliteten i kraftsystemet fordi det gir en nødvendig treghet, som bremser raske endringer i frekvensen – typisk ved utfall av produksjon, forbruk, eller kabler og linjer. Vind- og solkraft blir i dag knyttet til nettet via omformere, og bidrar ikke med roterende masse.

I stadig flere timer blir store deler av forbruket dekket av sol- og vindkraft i Norden, og billig import fra Europa. Foreløpig skjer dette typisk i sommerhalvåret, når forbruket generelt er lavt. I disse periodene produseres det mindre vannkraft og kjernekraft, noe som gjør at det er mindre tilgjengelig roterende masse i systemet. Dette endrer en fundamental egenskap ved det nordiske kraftsystemet. Utviklingen framover tilsier at det vil bli flere slike timer hvor sol- og vindkraft blir dominerende produksjonsteknologier. Dette gjør at stabiliteten må sikres på nye måter.

Mulige tiltak er blant annet å gjøre tilpasninger i eksisterende markeder og inkludere nye tjenester. Blant annet ble det i 2022 etablert et nytt nordisk marked for raske frekvensreserver (FFR¹) som skal bidra til å støtte systemet i perioder med lite tilgjengelig roterende masse. De systemansvarlige har så langt ikke sett behov for å definere et minimumsnivå for roterende masse i det nordiske systemet ([ENTSO-E, 2023](#)).

Mer informasjon om den historiske utviklingen av roterende masse, markeder og andre tiltak som skal bidra til å styrke systemstabiliteten, kan finnes i RME sin årlige rapport, [Driften av kraftsystemet](#). Rapport for 2024 vil bli publisert i juni. Statnett skriver mer om systemstabilitet i rapporten [Stabilitet i et kraftsystem i endring](#).

Stabiliteten i kraftsystemet er avhengig av **roterende masse** fra synkrongeneratorer fordi det bremser hurtige endringer i frekvensen. **Synkrongeneratorer** roterer med samme frekvens som systemet, og finnes typisk i vannkraftverk, kjernekraftverk og termiske verk.



Figur 20: Sagnfossen kraftverk i 2003 (Kilde: NVEs bildedatabase)

¹FFR – Fast Frequency Reserves er raske frekvensreserver som aktiveres i løpet av et sekund for å hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved store feil i kraftsystemet.



Systemdriftskostnadene økte i 2024

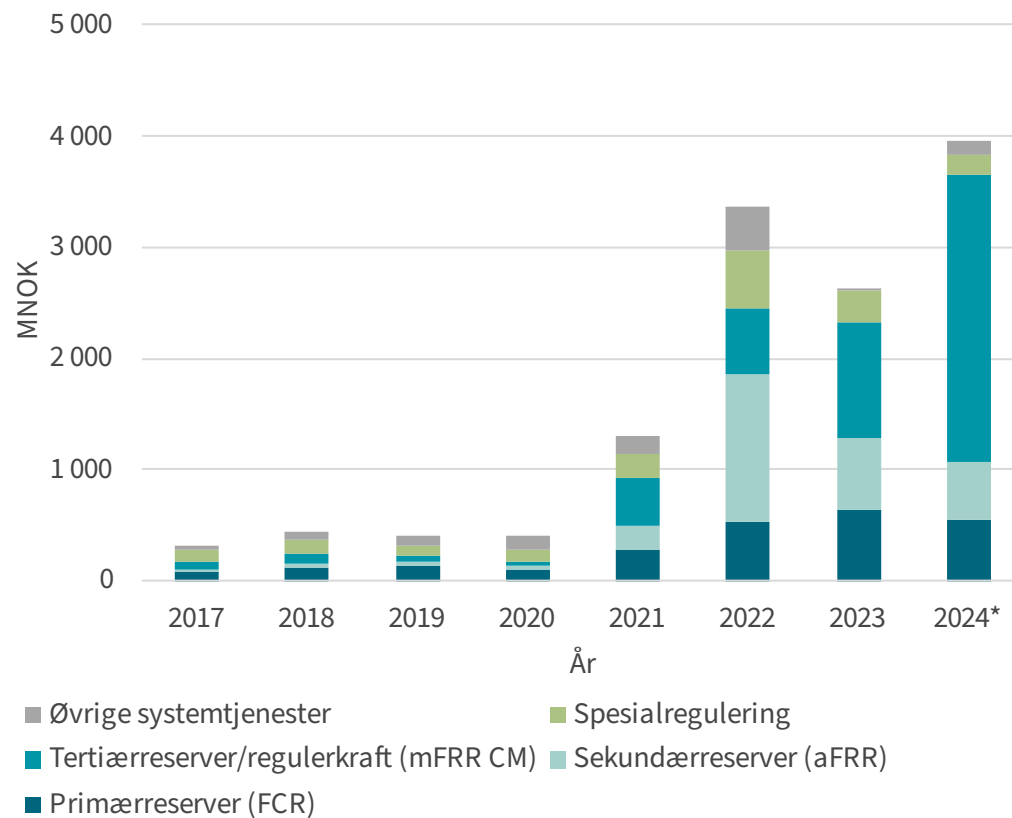
Systemdriftskostnader er kostnadene som påløper Statnett som systemansvarlig for å ivareta en sikker drift av kraftsystemet. Generelt varierer systemkostnadene med den hydrologiske situasjonen gjennom året, temperatur om vinteren, prisene i kraftmarkedet og prisens variasjon, samt omfanget av driftsforstyrrelser og revisjoner som krever spesielle tiltak. RME rapporterer årlig om systemdriftskostnadene i [Driften av kraftsystemet](#), og vil komme med sine vurderinger for 2024 i juni 2025.

Systemkostnadene de siste årene har vært på et betydelig høyere nivå enn det har vært historisk. Dette skyldes i stor grad at kraftprisen har vært høyere. Likevel er en underliggende driver for kostnadsøkningen at systemet er blitt vanskeligere å balansere. Mindre forutsigbar produksjon, og raskere skifte mellom import og eksport, gir store og raske endringer i kraftflyt, og flere ubalanser.

De samlede systemdriftskostnadene økte i 2024. Økningen skyldes i hovedsak kostnadene til kapasitetsmarkedet for regulerkraft (mFRR CM¹). I dette markedet betaler Statnett aktører for å forplikte seg til å by kapasitet inn i regulerkraftmarkedet. Kostnaden skal kompensere aktørene for inntektene de ellers kunne fått i døgnermarkedet. Betalingen for faktisk aktivisering av bud ved en ubalanse betales av den som forårsaker ubalansen, og er ikke en del av systemdriftskostnadene. I februar 2024 gikk Statnett over fra ukentlig til daglig innkjøp med økt volumkrav i kapasitetsmarkedet. Ifølge Statnett er det økte volum og høye priser i enkelttimer som bidrar til høye kostnader ([Statnett, 2025](#)).

Historisk har kostnadene vært knyttet til å sikre reserver til oppregulering (økt produksjon) i vinterhalvåret når forbruket er høyt. De siste to årene har Statnett imidlertid også hatt behov for å sikre reserver til nedregulering (reduisert produksjon). Som vist på [side 11](#) gir stadig mer sol- og vindkraft på kontinentet oftere timer med full import og samtidig lite produksjon fra de store magasinverkene i Norge. Da er det lite produksjon tilgjengelig for å regulere ned. Dette vil trolig bli et økende behov framover.

Økte volumkrav, økt behov for å sikre reserver og mer volatile priser i energi- og balansemarkedene gjør at systemansvarlig forventer at systemdriftskostnadene vil holde seg på et høyere nivå enn tidligere. Kostnadene vil imidlertid fortsatt avhenge av markedssituasjonen, omfanget av driftsforstyrrelser og utkoblinger. Statnett skriver mer om systemdriftskostnadene i rapporten [Kraftmarkedsåret 2024](#).



Figur 21: Systemdriftskostnader. Kilde 2017-2023: [Nøkkeltall for nettselskapene \(RME\)](#).

* Data for 2024 er hentet fra [Statnetts års- og bærekraftsrapport 2024](#) og er ikke kvalitetssikret av RME.

mFRR CM = manual Frequency Restoration Reserve Capacity Market for tertiærreserver hvor leverandører får betalt for å garantere at de deltar i aktiveringsmarkedet, mFRR EAM (se side 15)

Del 2: Utviklingen fram mot 2029

I denne delen beskriver vi hvordan vi forventer at det norske kraftsystemet vil utvikle seg de neste fem årene fram mot 2029. Under følger en oppsummering av de viktigste funnene og budskapene i denne delen.

Fram mot 2029 forventer vi at

- kraftbalansen vil svekkes med om lag 7 TWh. Vi forventer likevel ikke et kraftunderskudd i Norge i et normalår.
- kraftbalansen svekkes i sørlige Norge, mens den vil være tilnærmet uendret i Midt- og Nord-Norge.
- det norske kraftforbruket vil øke med rundt 10 TWh. Elektrifisering av transportsektoren, petroleumsnæringen og flere datasentre står for hoveddelen av veksten.
- veksten i batteri- og hydrogenprosjekter går saktere enn tidligere antatt. De siste årene har flere batteri- og hydrogenprosjekter blitt avlyst, utsatt eller nedskalert.
- kraftforbruket i bygg vil reduseres, men fortsatt være om lag 6 TWh unna Regjeringens strømsparemål for bygg i 2030, gitt dagens virkemiddelbruk.
- kraftproduksjonen vil øke med rundt 4 TWh. Av dette står vannkraft for rundt 3 TWh og solkraft for rundt 1 TWh. Vi forventer kun noen få, mindre nye vindkraftanlegg i drift de nærmeste årene.
- veksten i solkraftproduksjon blir lavere enn tidligere antatt, hovedsakelig grunnet lavere vekst hos private husholdninger og mindre næringsvirksomheter. Vi forventer en solkraftproduksjon på 2 TWh i 2029, noe som er lavere enn Stortingets ambisjon om 8 TWh solkraft innen 2030.
- nettinvesteringene vil øke fram mot 2029. Et aldrende nett og økt forbruk driver behovet for nytt nett.



Del 2: Metode og begrepsbruk

I denne delen av rapporten beskriver vi hvordan vi tror det norske kraftsystemet vil utvikle seg fram mot 2029. 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.

Som nærmere beskrevet på [side 4](#) skiller vi i rapporten mellom *kraftoverskudd/-underskudd i enkeltår* og *kraftbalanse i et normalår*. I denne delen av rapporten er det kraftbalansen i et normalår vi refererer til. Ved å oppgi kraftbalansen heller enn kraftoverskudd/-underskudd blir ikke resultatene påvirket av årlige variasjoner i vær, og antakelsene blir lettere å sammenligne med tidligere framskrivninger.

I analysene sammenligner vi blant annet framskrivningene våre med resultatene fra [NVEs kortsiktige kraftbalanse 2024-2028](#), som ble publisert i 2024. Denne analysen er her referert til som «*fjorårets analyse*». I figurer omtales årets framskrivning som KB25 og fjorårets framskrivning som KB24.

Vi omtaler geografiske forskjeller og regionale forhold med utgangspunkt i de norske prisområdene, som beskrevet nærmere på [side 4](#).



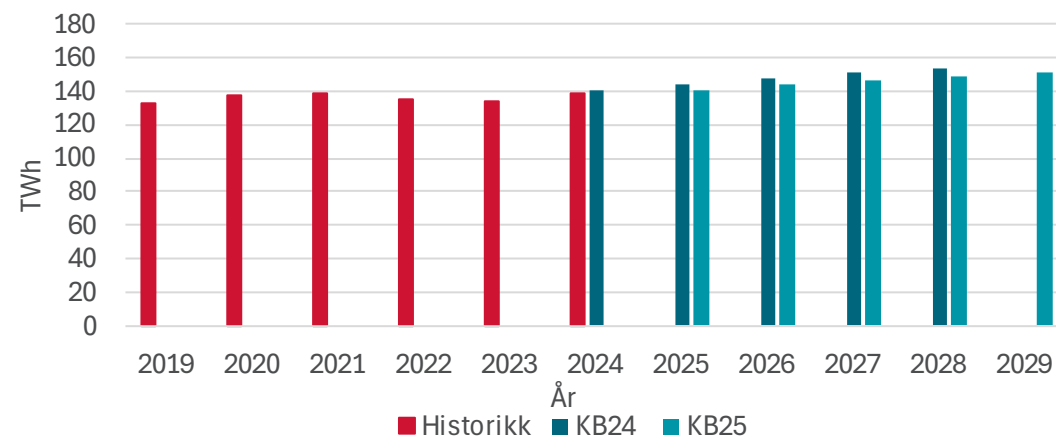
Forbruksveksten og elektrifiseringen går saktere

Vi har i årets framskriving anslått at kraftforbruket i Norge vokser fra 141 TWh i 2025 til rundt 151 TWh i 2029. Elektrifisering av transport og petroleumssektoren og mer kraft til datasentre er de viktigste grunnene til veksten. Årets analyse viser likevel en lavere vekst i kraftbruk de nærmeste årene enn fjorårets analyse. Lavere vekst for ny industri, som batterifabrikker og hydrogenfabrikker, sammen med saktere elektrifisering av transportsektoren, er viktige grunner til dette. Vi ser også at nettap i prosent av kraftbruken har gått gradvis nedover de siste årene. På bakgrunn av dette har vi nedjustert estimert tap i nettet i våre framskrivninger.

I sum viser analysen at forbruket vil øke fram mot 2029. Samtidig viser de siste årene at forbruket varierer mye fra år til år. Kraftpriser, økonomiske konjunkturer og andre forhold påvirker hvor mye kraft som brukes i ulike sektorer. Den langsiktige trenden har vært vekst i kraftforbruket. Samlet forbruk i 2024 var på samme nivå som i 2021, som igjen var høyere enn i 2020. Uventede hendelser kan gi et annet forløp enn vi har lagt til grunn i denne analysen.

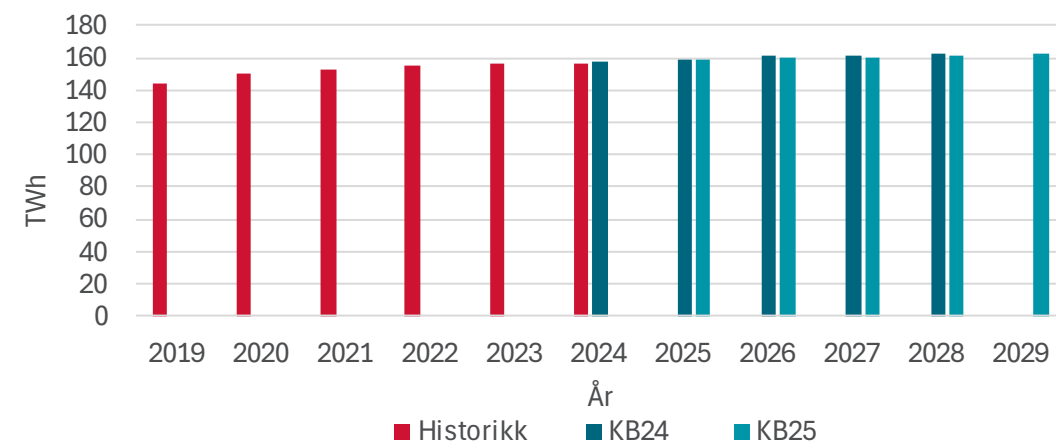
Den samlede produksjonsveksten i Norge anslår vi til å være 4 TWh fra utgangen av 2025 til utgangen av 2029. Det vil si en økning fra 159 TWh til 163 TWh. Det er i hovedsak vannkraft, men også noe solkraft som bidrar til produksjonsøkningen de neste fem årene. Vi forventer kun noen få, mindre nye vindkraftanlegg i drift de nærmeste årene. Dette vil ikke bidra til en nevneverdig økning i den totale produksjonen. Vi antar heller ingen økning i termisk i løpet av perioden.

Ser man på produksjonsstatistikken de siste fem årene, er det vindkraften som har stått for den største produksjonsøkningen, med en økning på 9 TWh. Etter at konsesjonsbehandlingen ble satt på pause fra 2019 til 2022, har veksten i vindkraft bremsset opp. Vannkraften har økt med 4 TWh og solkraften har hatt en vekst fra tilnærmet 0 TWh til 0,6 TWh i samme periode. Solkraften står for en veldig liten andel av den norske produksjonsmiksen, men har økt sterkt prosentvis de siste 5 årene. Vannkraft produserer fortsatt desidert mest kraft, og stod for nesten 90 prosent av den totale norske kraftproduksjonen i 2024.



Figur 22: Historisk og framskrevet årsforbruk i Norge.*

* Historiske tall er normalårsforbruk.



Figur 23: Historisk og framskrevet årlig kraftproduksjon i Norge.**

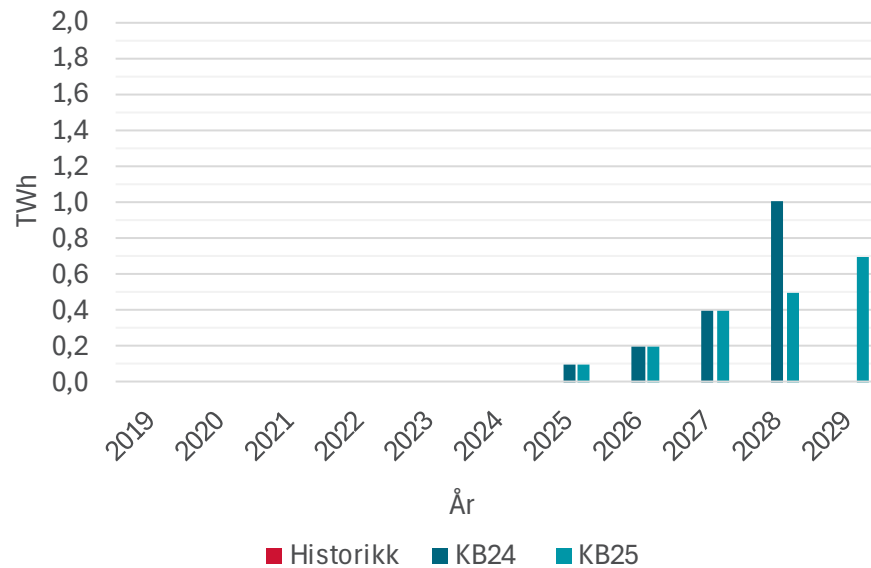
** Historiske tall er normalårsproduksjon.

Kanselleringer, utsettelse og nedskaleringer i ny industri

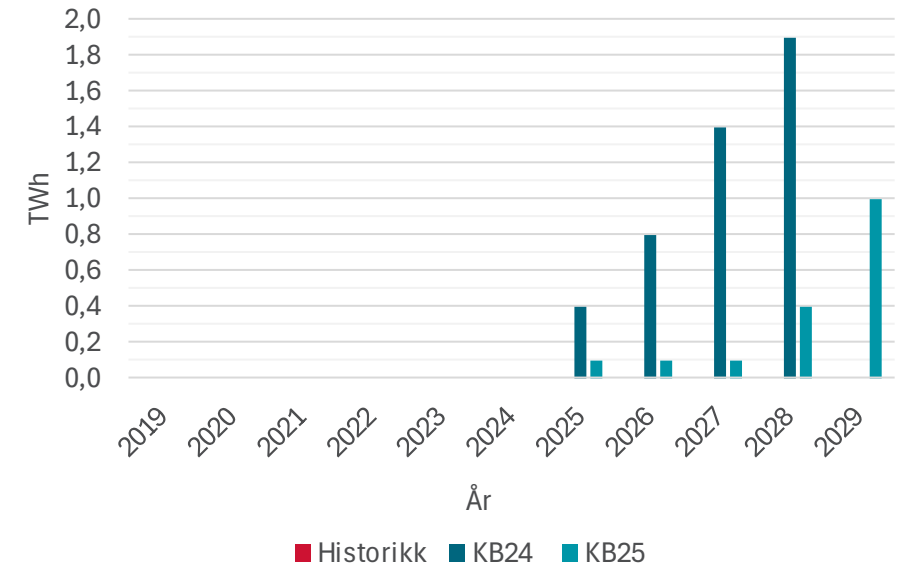
Flere av de store planene for nye batterifabrikker og produksjon av hydrogen har blitt kansellert, utsatt, eller nedskalert i løpet av 2024. Vi nedjusterte antatt vekst i kraftforbruk til disse næringene også i fjorårets kortsiktige kraftbalanse, men har tatt anslaget ytterligere ned i årets framskriving.

Det er bare batterifabrikkene Vianode på Herøya og Morrow i Arendal som fortsatt har konkrete planer om større kraftkrevende prosjekter innen 2029. Andre store prosjekter som Freyr og Beyonder, har lagt planene på is eller flyttet produksjonen til et annet land. Høye investeringskostnader og bedre rammebetingelser i andre land er viktige grunner til denne utviklingen. På bakgrunn av dette har vi tatt ned kraftforbruket til batterifabrikker betydelig, spesielt mot slutten av analyseperioden, da fabrikkene var planlagt å starte produksjonen.

Planene om hydrogenproduksjon har hatt samme utvikling. Det største prosjektet som ble lagt på is i 2024 var Yara sin overgang til grønt hydrogen på Herøya. Situasjonen er den samme for de fleste planlagte hydrogenprosjektene. Høye kostnader og lav etterspørsel har gjort markedet for hydrogen vanskelig. Vi har derfor i årets analyse justert ned veksten for kraft til hydrogen sammenlignet med det vi anslo i fjor. Usikkerheten i disse framskrivingene er betydelige.



Figur 24: Forbruk til batterifabrikker.



Figur 25: Forbruk til produksjon av hydrogen.

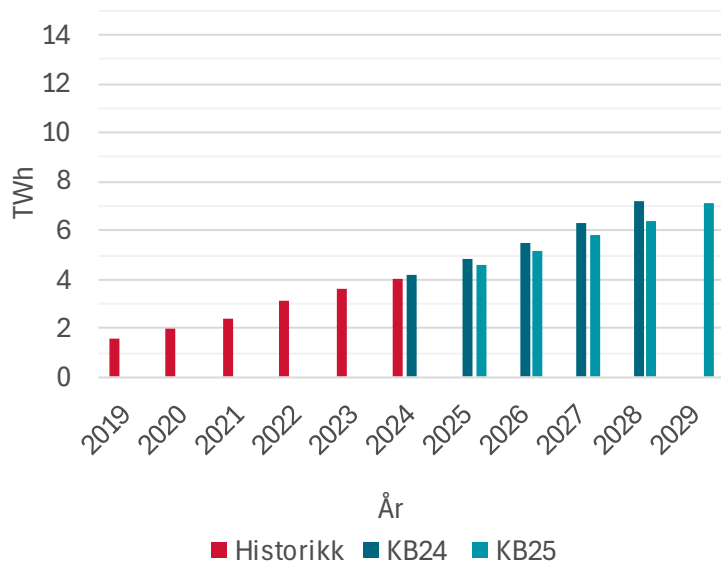
Transport, petroleum og datasentre driver forbruksveksten

Det er særlig transportsektoren, petroleumssektoren og datasentre som driver veksten i kraftforbruket mot 2029.

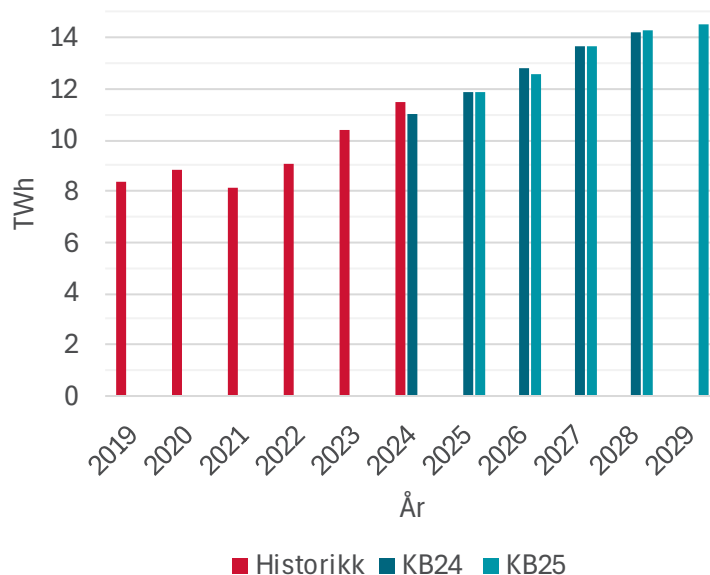
Det har vært en kraftig vekst i antallet elektriske personbiler og ferger de siste årene. Andre kjøretøy har ikke hatt samme vekst. Vi forventer at kraft til transport vil fortsette å vokse, men noe saktere enn vi antok i fjorårets analyse. Vekst i salget av elektriske varebiler, busser, lastebiler og sjøfart har i det siste vært svakere enn tidligere ventet. En konsekvens av svakere vekst i elektriske kjøretøy er at reduksjon av klimagassutslippene i Norge går saktere. Elektriske kjøretøy erstatter i stor grad kjøretøy som bruker fossilt drivstoff.

Petroleumssektoren er en stor kraftintensiv næring i Norge og flere felt er ventet å bli koblet til kraftnettet på land. De neste årene skal Troll B og C og Osebergfeltet i Vest-Norge elektrifiseres. Det er også planer om elektrifisering av feltene Draugen og Njord i Midt-Norge. Alt dette vil lede til høyere kraftforbruk i petroleumssektoren mot 2029. Formålet med elektrifisering av sokkelen er å redusere klimagassutslipp på eksisterende felt og unngå at nye felt øker klimagassutslippene.

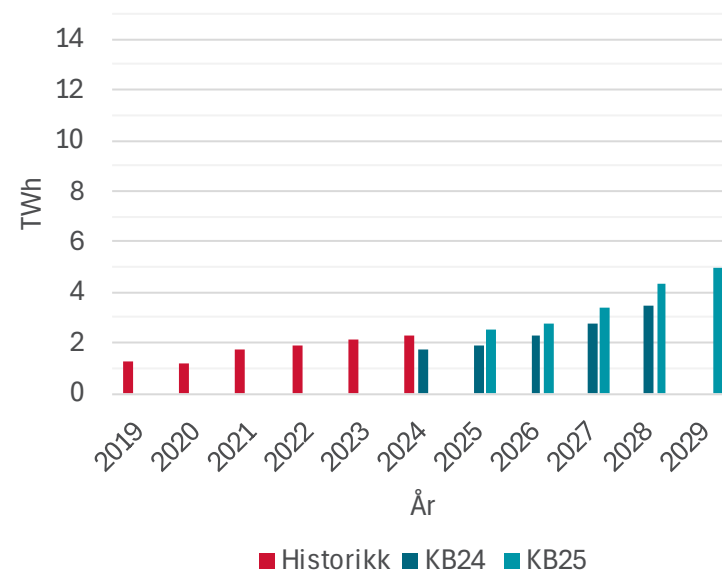
Datasentre er en annen sektor som bruker mye kraft. Som vist i Figur 28 har veksten i kraftforbruk i denne sektoren gått raskere enn forventet. Dette er en av årsakene til at vi har oppjustert anslaget for kraft til datasentre sammenliknet med fjorårets analyse. Framskrivningene er basert på kjente, konkrete planer for nye datasentre. Både Google, Green Mountain og Hafslund/Telenor er i gang, eller har planer om å bygge store datasentre de neste årene. I tillegg er det en jevn vekst i kraft til mindre datasentre.



Figur 26: Forbruk til transport.



Figur 27: Forbruk til petroleumssektoren.



Figur 28: Forbruk til datasentre.

Vi når trolig ikke målet om 10 TWh strømsparing i bygg

NVEs framskrivninger for bygg viser en nedadgående trend, hvor kraftforbruket i 2029 forventes å bli rundt 63 TWh. Utviklingen er omtrent lik det vi anslo i forårets analyse. Innfasing av LED-belysning og effektivisering av bygningskroppen gir de største bidragene til nedgangen i kraftforbruk i bygg. Vi har i anslaget ikke hensyntatt eventuelle virkninger på strømsparingen av «Norgespris», som Regjeringen har foreslått.

Kraftforbruket i bygningsmassen påvirkes av befolkningsvekst, aktivitet i tjenesteytende sektor, nybygging, energieffektivisering i eksisterende bygningsmasse, og substitusjon til bioenergi eller overgang til fjernvarme. Temperaturkorrigert kraftforbruk økte fra 2015 til 2020. Deretter falt det i årene 2022 og 2023 da kraftprisene steg, og det var stor oppmerksomhet rundt kraftforbruk og priser. Foreløpig statistikk for 2024 viser derimot at temperaturkorrigert kraftforbruk i bygningsmassen igjen har økt, særlig i boliger. I hvilken grad dette skyldes at kraftprisene har falt og at stømstøtteordningen har blitt mer omfattende, vet vi ikke.

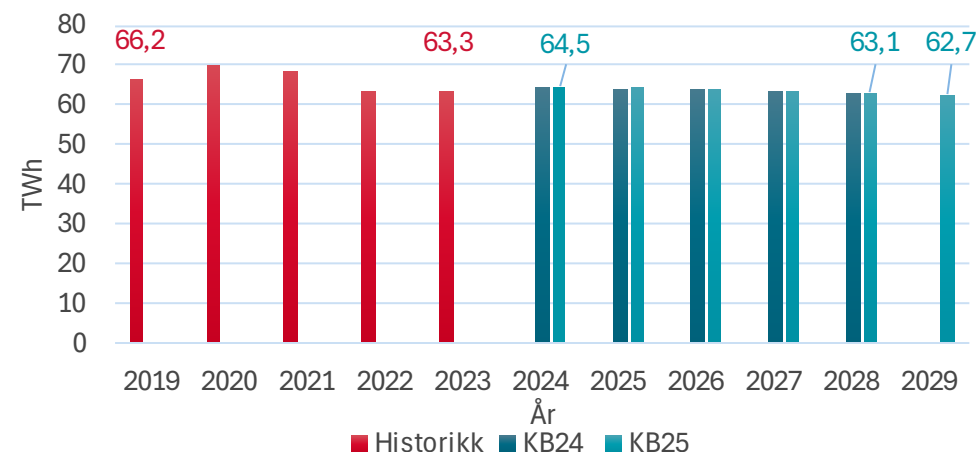
Rapportering av 10 TWh-målet

Regjeringen har fastsatt et mål om 10 TWh redusert kraftforbruk i hele bygningsmassen innen 2030 sammenlignet med 2015. Vi ligger ikke an til å nå målet i 2030, når NVE sin framskriving av kraftforbruk i bygninger legges til grunn.

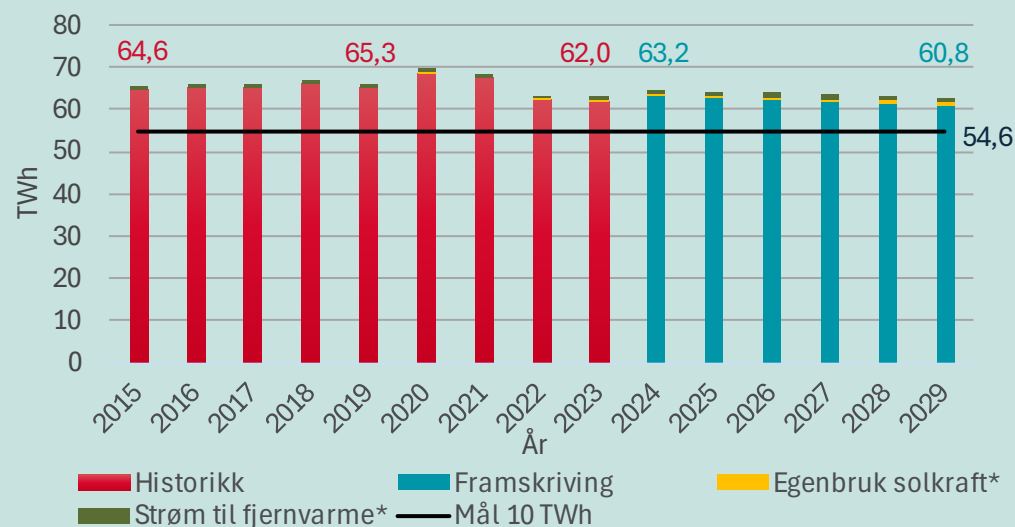
I rapporteringen av status for 10 TWh-målet for bygg inkluderes kraft levert til tjenesteytende sektor, husholdninger og fritidsboliger. Bygningers kraftforbruk skal måles ut fra deres behov for kraft fra nettet. Bruk av lokal energiproduksjon, som for eksempel solkraft på tak, og fjernvarme skal anses som redusert kraftforbruk fra nettet¹

I 2015 var temperaturkorrigert kraftforbruk i norske bygg 64,6 TWh. Forbruket må reduseres til 54,6 TWh i 2030 for å nå målet. NVEs framskrivninger for 2029, fratrukket 1 TWh kraft til fjernvarme og 1 TWh egetforbruk av solkraft, viser en kraftforbruk på 60,8 TWh i 2029. Det er rundt 6 TWh høyere enn strømsparemålet i 2030.

¹ Definert i oppdragsbrev fra ED til NVE



Figur 29: Kraftforbruk i bygninger.



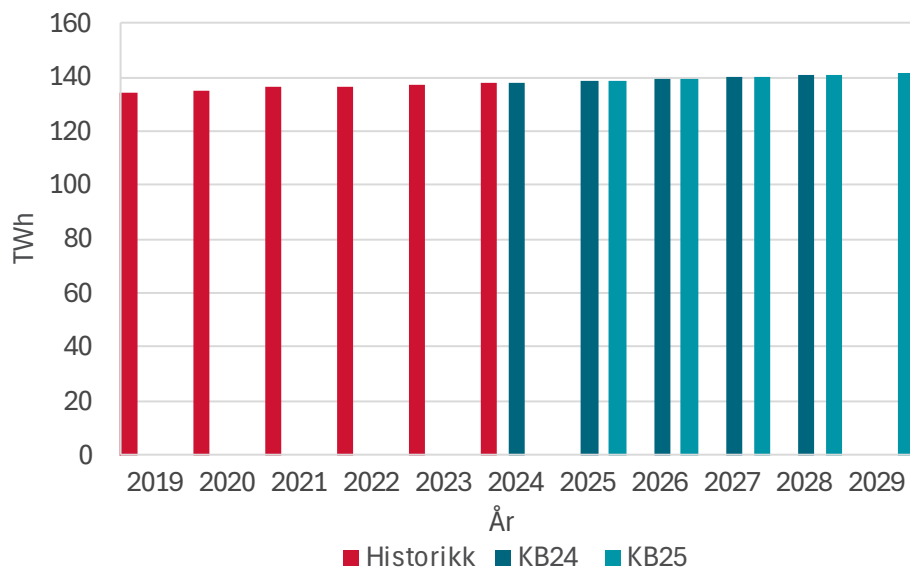
Figur 30: Status 10 TWh strømsparing i bygg.

Vannkraft bidrar mest til produksjonsveksten mot 2029

Vi forventer at vannkraftproduksjonen i Norge øker med 3 TWh fram mot 2029. Dette er på samme nivå som i fjorårets analyse, og om lag den samme økningen som vi har hatt de siste fem årene. Det er gitt konsesjon til lite ny vannkraft de siste årene, og en del potensielle prosjekter mangler nettilknytning. Siden fjorårets analyse har vi nedjustert våre forventninger til økt produksjon som følge av bytte av løpehjul i norske kraftverk fram mot 2029 fra 1 TWh til 0,5 TWh¹. Vi har også nedjustert forventet produksjonstap gjennom perioden som følge av nye miljørestriksjoner i regulerte vassdrag til 0,15 TWh.

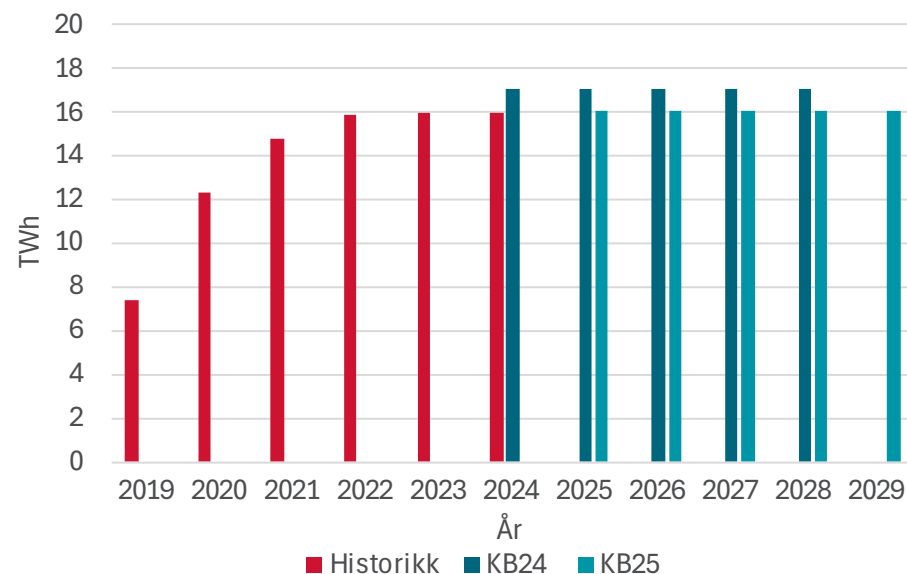
Vi forventer 1 TWh i produksjon fra nye kraftverk til 2029. I tillegg forventer vi 1 TWh fra opprustning- og utvidelsesprosjekter, inkludert bytte av løpehjul i kraftverkene. Økt tilsig som følge av klimaendringer vil gi anslagsvis 1 TWh økt produksjon mot 2029. Større effektutvidelser og pumpekraftverk antar vi først kommer i drift etter 2030.

Siden 2019 har vindkraftproduksjonen i Norge økt med 9 TWh. Vindkraft på land hadde en sterk vekst mellom 2019 og 2022, blant annet drevet av elsertifikatordningen, før utbyggingen stoppet opp på grunn av at Regjeringen vedtok stans i konsesjonsbehandlingen i 2019. Konsesjonsbehandlingen er nå gjenopptatt, men vi forventer ingen store nye vindkraftprosjekter de neste fem årene. I årets framskriving er vindkraftproduksjon nedjustert med 1 TWh. Justeringen skyldes en endring i måten vi beregner normalårsproduksjonen til vindkraft og ikke en reell endring i installert produksjonskapasitet².



Figur 31: Vannkraftproduksjon.*

* Historiske tall er normalårsproduksjon.



Figur 32: Vindkraftproduksjon.*

¹ NVE Faktaark 3/2025: Turbinoppustinger kan øke produksjonen i norske vannkraftverk

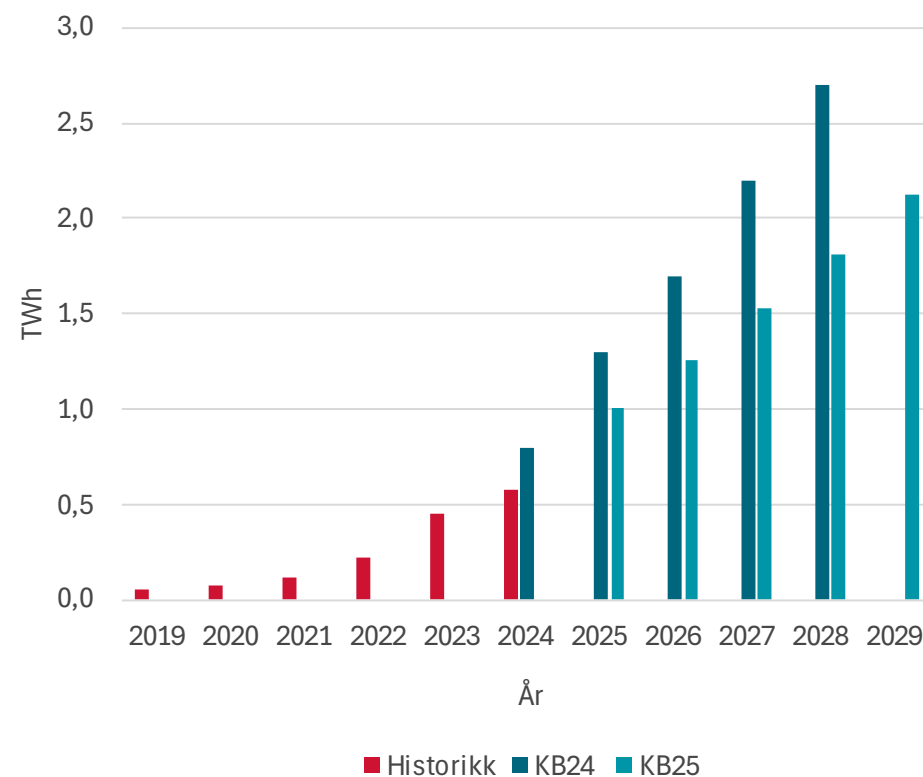
² NVE Faktaark 1/2025: Ny metode for oppdatering av middelproduksjon fra vindkraft på land i Norge

Vi når trolig ikke solkraftambisjonene

Vi forventer at solkraftproduksjonen øker med rundt 1 TWh de neste fem årene, til rundt 2 TWh i 2029. Det betyr at vi ikke ligger an til å nå Stortingets ambisjoner om 8 TWh solkraft innen 2030¹.

Vi antar en lavere vekst i solkraftutbyggingen enn i fjorårets analyse. Dette skyldes hovedsakelig en nedjustering i forventet utbygging av takmonterte solkraftanlegg hos private husholdninger og mindre næringer. Solkraft skiller seg ut fra annen kraftproduksjon ved at utbyggingstakten kan endres raskt. Dette gjelder spesielt solkraft på bygg, hvor utbyggingen blant annet henger sammen med kraftpriser og støtteregimer. Etterspørselen etter solkraftanlegg har falt kraftig fra toppåret i 2023, og er tilbake på nivået i 2022. Tidligere har veksten vært drevet av behovet for å redusere energikostnader i bygg ved høye kraftpriser. Med dagens kraftpriser og strømstøtte er det vanskelig å oppnå lønnsomhet for solkraft for private husholdninger og mindre næringer. Solkraftmarkedet er svært sensitivt for endringer i rammebetingelsene, og dersom disse endres, kan veksten raskt tas opp igjen. Anslaget er derfor usikkert.

Større solkraftanlegg kan lettere oppnå lønnsomhet, fordi storskalafordeler gir lavere investeringskostnader per installert kapasitet. Nye regelendringer gjør at bakkemonterte solkraftverk under 10 MW framover kan bygges uten konsesjon etter energiloven. Anlegg under grensen vil behandles av kommunene. Om dette vil resultere i flere anlegg er usikkert og vil avhenge av lokale interesser, aksept og saksbehandlingsskapasitet i hver enkelt kommune. NVE har også økt kapasiteten for konsesjonsbehandling, og har i løpet av 2024 gitt syv konsesjoner til bakkemontert solkraft, mot én i 2023. Vi forventer derfor at mye av den nye solkraftproduksjonen kommer som bakkemonterte solkraftverk i både stor og liten skala, samt større anlegg på bygg og næringsareal.



Figur 33: Solkraftproduksjon.*

* Historiske tall er normalårsproduksjon.

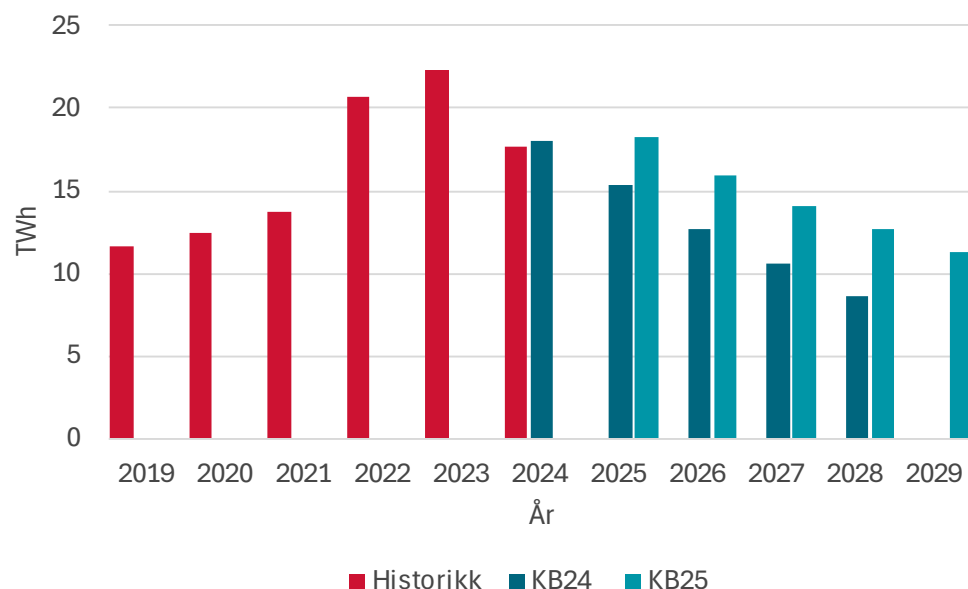
¹ NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon

Vi forventer kraftoverskudd i Norge de neste fem årene

I dag anslår vi at Norge har en positiv kraftbalanse på omtrent 18 TWh. Vi forventer at kraftbalansen vil falle til rundt 11 TWh i 2029. De nærmeste årene vil Norge likevel være langt unna et kraftunderskudd i et normalår. Både produksjon- og forbruksforventingene er justert ned, men forventet forbruksvekst er redusert mer enn forventet produksjonsvekst. Kraftbalansen svekkes derfor mindre enn det vi tidligere har lagt til grunn.

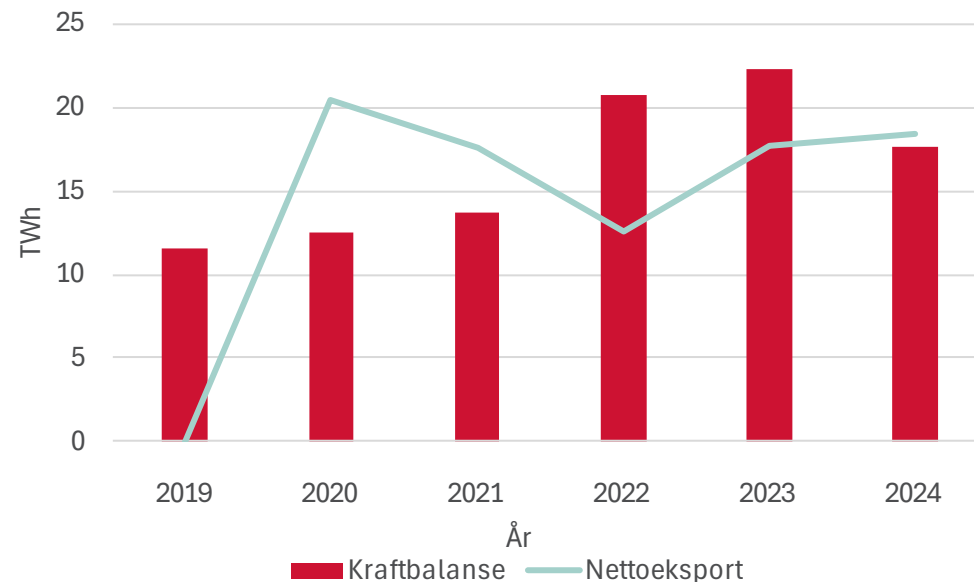
I et væravhengig kraftsystem kan både kraftproduksjonen og kraftforbruket variere betydelig fra år til år. Det er derfor viktig å skille mellom kraftbalanse i et normalår og nettoeksport i enkeltår. Får vi et vått og mildt år med høy produksjon og lavere forbruk vil vi kunne ha høy nettoeksport. Dette skjedde for eksempel i 2020. Får vi derimot tørrår, kan vi få enkeltår med nettoimport. Sist gang Norge hadde nettoimport var i 2019. Når et land har en positiv kraftbalanse, vil landet de fleste år ha nettoeksport av kraft.

Vi skal ikke lenger tilbake enn til 2019 for å finne et år hvor kraftbalansen i Norge var på nivå med det vi forventer i 2029. I 2019 var kraftbalansen på 12 TWh, og i 2029 forventer vi at den er 11 TWh. Kraftsystemet er derimot endret i løpet av disse ti årene. Det er en større andel uregulerbar produksjon i kraftmiksen, noe som gjør at kraftproduksjonen kan variere mer fra år til år. Samtidig har Norge i dag 2 800 MW mer utvekslingskapasitet enn i 2019, noe som gjør at vi har større mulighet til å importere kraft i år med lite tilsig eller vind.



Figur 34: Årlig kraftbalanse for Norge.*

* Historisk kraftbalanse er normalårsproduksjon minus normalårsforbruk



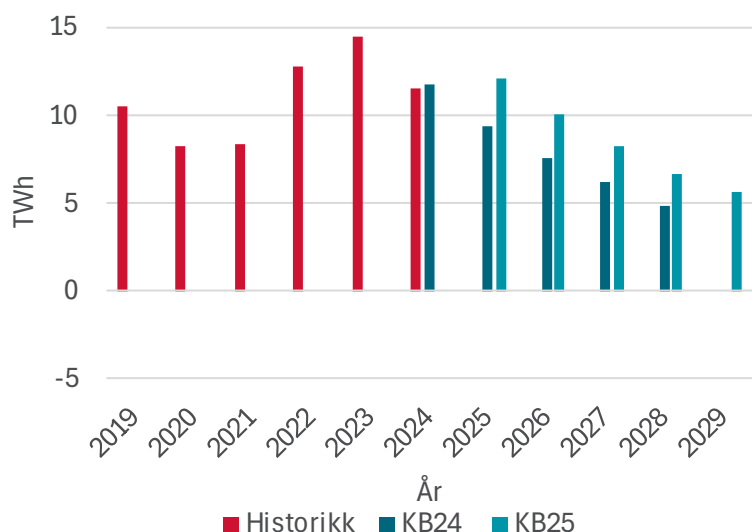
Figur 35: Kraftbalanse* og historisk nettoeksport for de siste seks årene.

Kraftbalansen faller i sørlige Norge og er tilnærmet uendret i Midt- og Nord-Norge

Vi anslår at kraftbalansen faller i sørlige Norge fram mot 2029, mens den i Midt- og Nord-Norge er tilnærmet uendret. I sørlige Norge forventer vi at kraftbalansen faller fra 12 TWh i 2025 til nær 6 TWh i 2029. Det vil si at kraftbalansen i sør de neste fem årene er sterkere sammenliknet med hva vi antok i fjor. Lavere forbruksvekst i sør er en viktig faktor bak denne økningen. Mye av forbruket som vi antok skulle gå til batteri- og hydrogenproduksjon i fjorårets analyse, og som nå er kraftig nedjustert i årets analyse, var planlagt etablert i Sørvest-Norge.

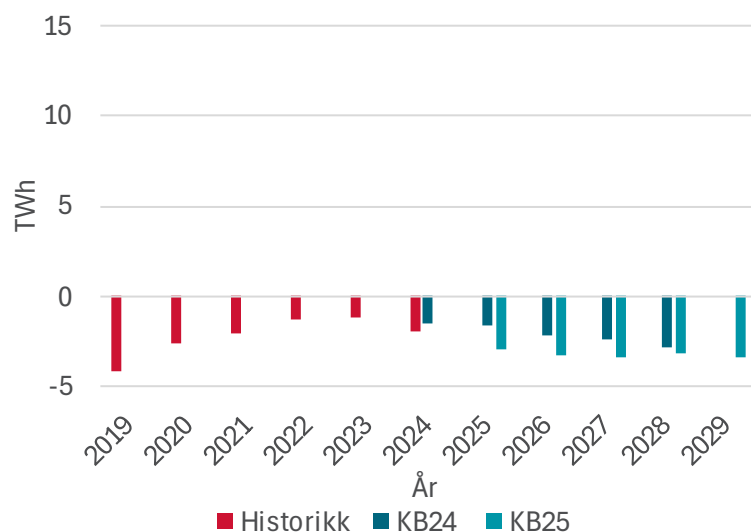
Kraftbalansen i Midt-Norge de neste fem årene er svakere i årets analyse enn hva vi antok i fjor. En viktig årsak er at justeringen av middelproduksjonen for vindkraften påvirker Midt-Norge mest. Omtrent 0,6 av den samlede nedjusteringen på 1 TWh er i Midt-Norge. I tillegg har tre vannkraftverk på til sammen 0,5 TWh blitt tilknyttet en transformator i Nord-Norge etter en nettutbygging, og har dermed byttet prisområde fra Midt-Norge til Nord-Norge. De neste fem årene forventer vi at forbruk og produksjon øker omtrent like mye i Midt-Norge. Kraftbalansen for perioden forblir dermed tilnærmet uendret på -3 TWh. Dette er på nivå med 2019. I perioden 2019 til 2023 ble mye vindkraft satt i drift i Midt-Norge, noe som bedret kraftbalansen i disse årene.

I Nord-Norge er anslått kraftbalanse nesten uendret på rundt 9 TWh de neste fem årene. Dette skiller seg fra fjorårets analyse der det var en tydelig nedadgående trend. Viktige årsaker til at vi forventer en sterkere kraftbalanse i årets analyse er at vannkraft er oppjustert 0,5 TWh, og at forbruket er nedjustert. Hovedgrunnen til at forbruket er nedjustert er at Freyr sin batterifabrikk er lagt på is, og at flere hydrogenprosjekter er skjøvet ut i tid.

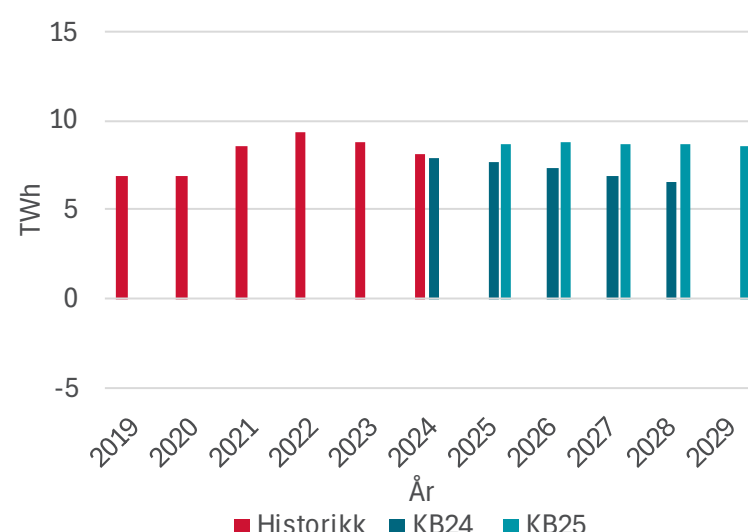


Figur 36: Kraftbalanse sørlige Norge*.

* Historisk kraftbalanse er normalårsproduksjon minus normalårsforbruk



Figur 37: Kraftbalanse Midt-Norge*.



Figur 38: Kraftbalanse Nord-Norge*.

Det er reservert nettkapasitet til store volum forbruk og produksjon – men mange står fortsatt i kø

Siden 2017 har det vært en stor økning i antallet forbrukskunder som ønsker tilknytning til kraftnettet. Per mars 2025 er det ifølge Statnetts [statistikk for tilknytningssaker](#) reservert kapasitet til om lag 8000 MW forbruk i dagens og planlagt nett¹. Av disse er rundt 6700 MW planlagt tilknyttet de neste fem årene. Dette tilsvarer i underkant av 50 TWh kraftforbruk². Samtidig står like mye forbruk i kapasitetskø. Det vil si forbruk som er tilstrekkelig modne for å reservere kapasitet, men hvor det er vurdert at det ikke er kapasitet i dagens og planlagt nett.

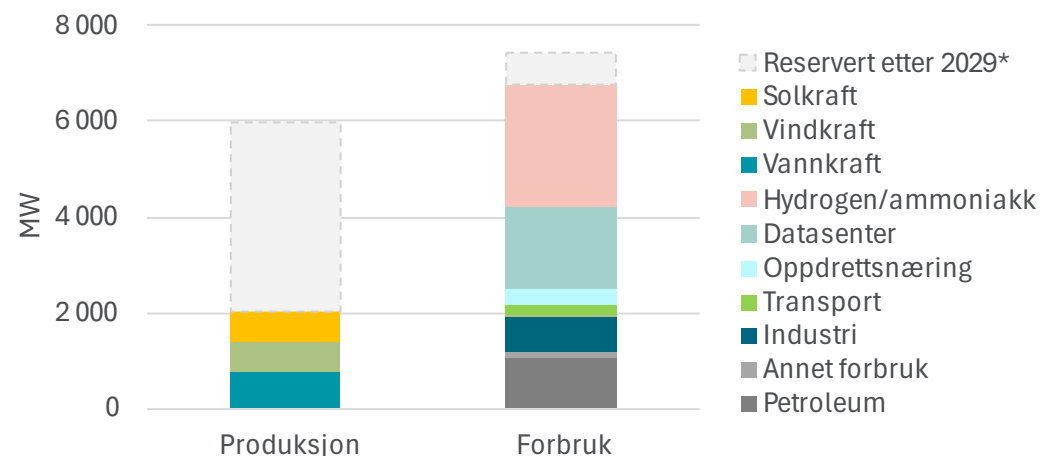
Det er reservert mest forbruk i NO2 og NO4, og det er også her flest forbruksprosjekter står i kø. Mesteparten av det reserverte forbruket er knyttet til produksjon av hydrogen og ammoniakk, i tillegg til datasentre. Som beskrevet på [side 22](#) har utfordrende markedsforhold gjort at det har vært flere kanselleringer og utsettelse av forbruk de siste årene, spesielt knyttet til batterifabrikker og produksjon av grønt hydrogen. Dette viser at selv om forbruk har reservert kapasitet i nettet er det usikkert om og når forbruket faktisk vil bli realisert. På bakgrunn av dette har vi bare med deler av den reserverte kapasiteten i forbruksframskrivingen mot 2029.

Fra 1. januar 2025 innførte Energidepartementet krav om at nettselskapene skal vurdere om prosjekter over 1 MW er tilstrekkelig modne før de får reservere nettkapasitet eller plass i kapasitetskøen. Prosjektet må også ha fremdrift for å beholde reservasjonen eller kjøplassen. Formålet er å legge til rette for at det er prosjekter som faktisk gjennomføres som skal få kapasitet i nettet.

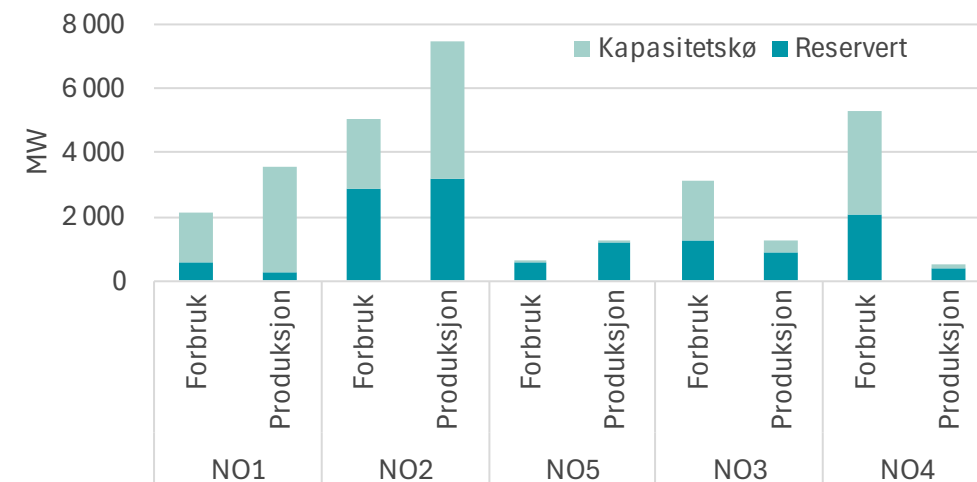
De siste årene har også antall henvendelser om nettkapasitet til produksjon økt. Økningen kommer etter et opphold i søknader om ny produksjon i årene mellom 2019 og 2022. Det siste året har etterspørselen vært større fra produksjon enn fra forbruk. Økningen er spesielt knyttet til solkraft og vannkraftprodusenter som planlegger effektoppgraderinger. Kapasitetskøen for produksjon er størst i NO1 og NO2.

Nettselskapene jobber aktivt med å øke utnyttelsen av eksisterende nett for å muliggjøre tilknytning av mer forbruk og produksjon. Ett tiltak er tilknytning med vilkår om utkobling eller begrensning av kundens forbruk eller produksjon. Ifølge Statnett er om lag 30 prosent av forbruket og 2,5 prosent av produksjonen reservert med vilkår.

¹Nettprosjekt som i Statnett har passert BP0. ²Med en antatt brukstid på 80 prosent.



Figur 39: Reservert forbruk og produksjon per kategori med planlagt tilknytningsdato mellom 2025 og 2029. Kilde: Statnetts statistikk om tilknytningssaker per mars 2025. *Havvind i Sørlege Nordsjø og Utsira Nord utgjør 1900 MW av reservert produksjon etter 2029.



Figur 40: Geografisk fordeling av kapasitet som er reservert eller står i kø per mars 2025. Kilde: Statnetts statistikk om tilknytningssaker per mars 2025. Statistikken oppdateres manuelt, og mangler i dataen kan forekomme.

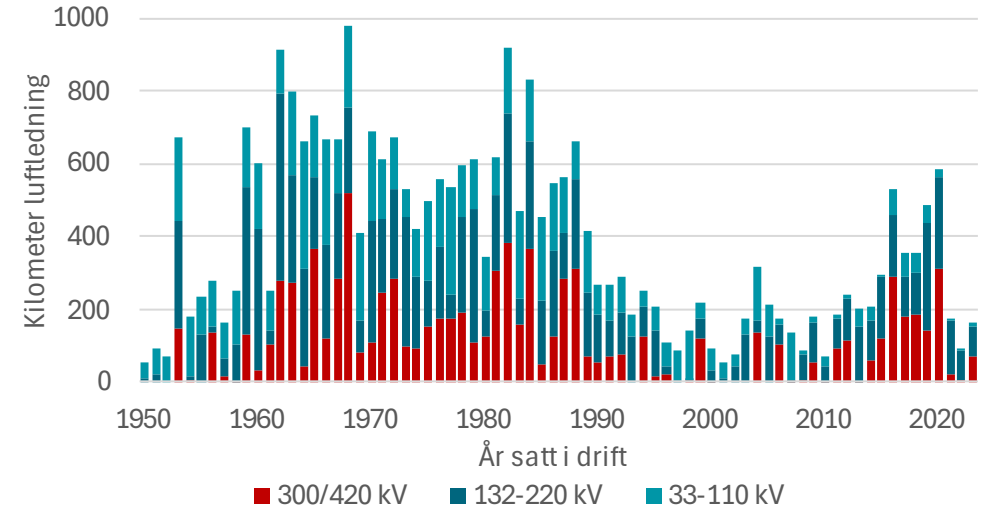
Det er behov for fornyelse i transmisjons- og regionalnettet

Mye av regional- og transmisjonsnettet i Norge nærmer seg sin tekniske levealder. Teknisk levealder gir en indikasjon på tilstanden til komponenter i kraftsystemet, og kan gi en pekepinn på om nettanlegget bør oppgraderes eller skiftes ut de nærmeste årene. Teoretisk teknisk levealder for trafostasjon er omtrent 40-60 år. Teoretisk teknisk levealder for luftledning er omtrent 70-100 år. Den faktiske tilstanden på komponenter i kraftsystemet avhenger imidlertid av når de ble bygget, hvor værutsatt de er, hvor mye fukt de utsettes for og hvor høyt de blir belastet, for å nevne noe.

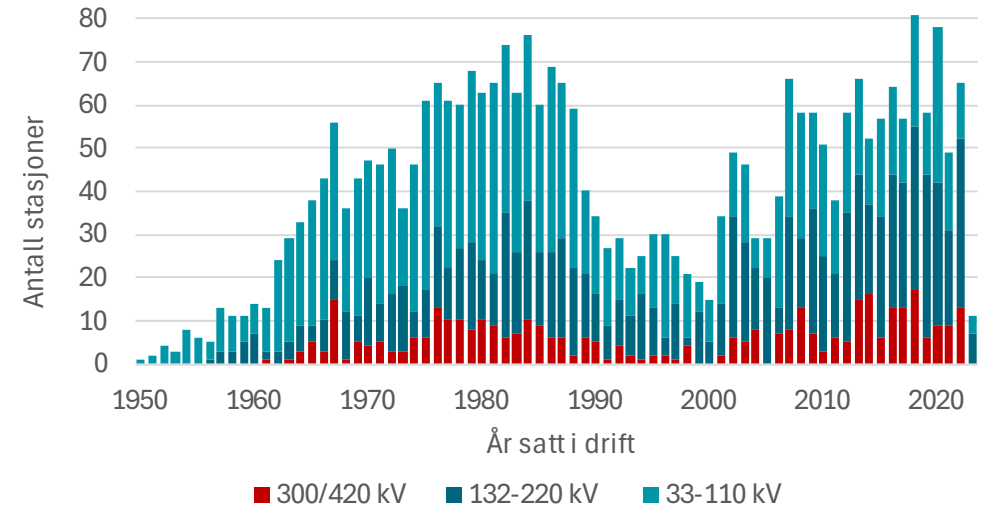
Når alderen på nettkomponenter øker, øker også faren for feil. Dette kan i verste fall føre til at kunder mister strømmen, dersom det ikke er tilstrekkelig reserveforsyning. Regional- og transmisjonsnettet består imidlertid av mange ledninger som henger tett sammen via flere stasjoner og transformatorer. Dette gjør at ved utfall av én ledning, kan kraften ofte legge seg på andre ledninger i nettet. I tillegg driftes nettet som regel med tilstrekkelig sikkerhetsmargin. Feil i regional- og transmisjonsnett gir derfor sjeldent strømbrydd for sluttbrukere.

Figurene til høyre viser at store deler av transformatorstasjoner og luftlinjer ble satt i drift i perioden 1960-1990. Dataen viser ikke informasjon om vedlikehold av anlegg, og kan derfor gi et feilaktig bilde av den reelle tilstanden til komponentene. Vedlikehold og aldersforlengende tiltak vil forlenge levealderen til anleggene.

Det er forventet økt utbygging av kraftnett de nærmeste årene, blant annet som følge av behov for oppgraderinger. Når det bygges nytt nett eller skal gjøres vedlikehold, må ofte deler av kraftnettet kobles ut. Når deler av nettet er koblet ut, er det mindre tilgjengelig overføringskapasitet til markedet, og forsyningssikkerheten kan svekkes i deler av året. Et høyere investeringsnivå kan tilsi flere slike perioder framover.



Figur 41: Aldersfordeling på luftledninger i regional- og transmisjonsnettet. Kilde: Statnett



Figur 42: Aldersfordeling på transformatorstasjoner i regional- og transmisjonsnettet. Kilde: Statnett



Økt forbruk og reinvesteringsbehov gir økte nettinvesteringer de neste årene

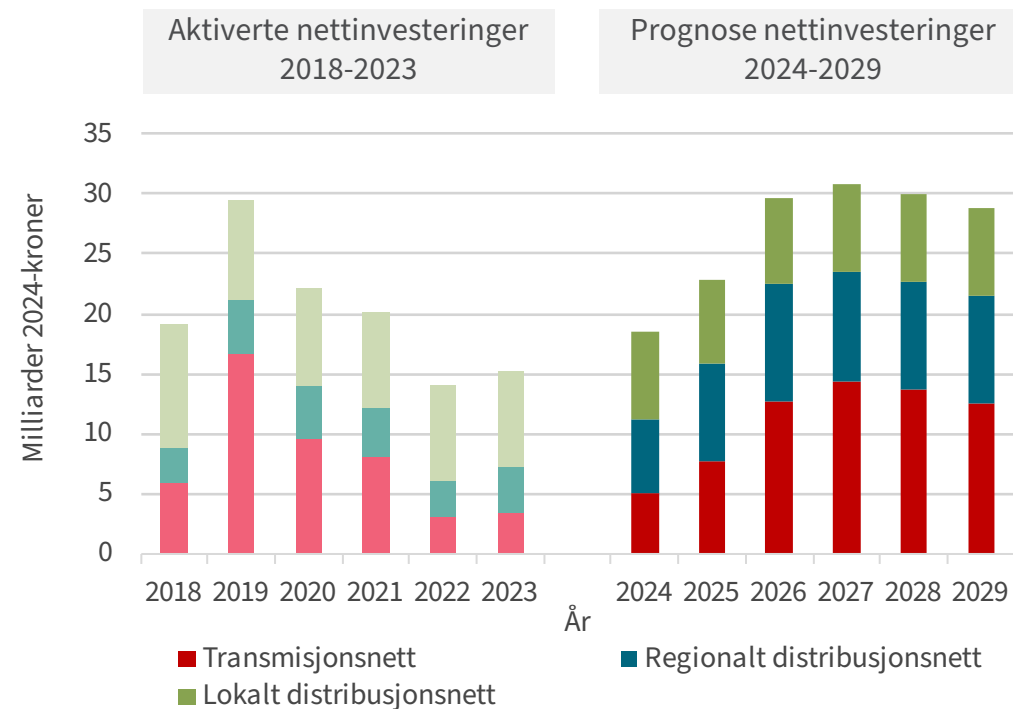
Som beskrevet på [side 29](#), er det ikke tilstrekkelig kapasitet i dagens transmisjons- og regionalnett for å tilknytte alt forbruk og produksjon som ønsker tilknytning. Sammen med reinvesteringsbehov og behov for å redusere flaskehalser i nettet er det derfor planlagt et høyt investeringsnivå for nettanlegg framover.

NVE har i løpet av høsten 2024 gjennomført en spørreundersøkelse for investeringer i nettet, og på bakgrunn av nettselskapenes prognoser har vi anslått at årlige samlede investeringer for alle nettnivåer vil øke fra ca. 20 milliarder kroner i 2024 til nærmere 30 milliarder kroner i 2029. Dette utgjør et samlet kostnadsnivå på 160 milliarder kroner fram mot 2029. Det er imidlertid stor usikkerhet i tallene. Et presset leverandørmarked, i tillegg til en omfattende portefølje av prosjekter i regional- og transmisjonsnettet, hvor mye skal planlegges og bygges samtidig, vil kunne påvirke både kostnader og tidspunkt for nettoutbygging i perioden.

Statnett planlegger å øke overføringskapasiteten i transmisjonsnettet i flere regioner i Norge. Tiltakene vil muliggjøre nytt forbruk og produksjon, redusere flaskehalser og gi bedre forsyningssikkerhet. Blant tiltakene som er under gjennomføring og skal ferdigstilles i løpet av de neste årene, er oppgradering fra 300 kV til 420 kV mellom Aurland og Sogndal, og en ny 420 kV-ledning mellom Blåfalli og Gismarvik. Statnett er også i gang med planlegging av ytterlige nettforsterkninger på Vestlandet, inn til Østlandet, i Helgeland og i Finnmark.

Norge har en installert handelskapasitet på om lag 9000 MW mot våre naboland, hvorav 4000 MW er mot Sverige. Det er ikke planlagt nye mellomlandsforbindelser før 2029, men to av kablene (Skagerak 1 og 2) mellom Sørvest-Norge og Danmark (DK1) vil nå teknisk levetid rundt 2026. Det er usikkert hvor lenge kablene vil holdes i drift. NVE har mottatt melding med forslag til utredningsprogram fra Statnett som planlegger reinvestering av kablene. Ved en eventuell reinvestering vil ikke anlegget stå ferdig før etter 2029.

Et høyt investeringsnivå i kraftnettet de neste årene, er ifølge RME, en viktig driver for forventning om økt nettleie i årene framover ([RME, 2024](#)).



Figur 43: Historiske og estimerte framtidige nettinvesteringer for ulike nettnivå*.

Kilde: Historiske nettinvesteringer er aktiverte egen- og bidragsfinansierte investeringer fra RMEs oversikt [Nøkkeltall for nettselskapene](#). Prognosen for 2024 til 2029 er basert på nettselskapenes overordnede investeringsprognoser rapportert til NVE høsten 2024.

*Merk at aktiverte nettinvesteringer ofte tilfaller det året som anlegget settes i drift, mens prognoser til nettselskaper viser de årene hvor nettselskapet faktisk investerer, betaler til entreprenører etc. Metode for å vise historisk og framtidig investeringsnivå er med andre ord ikke helt sammenfallende.



NVE Rapport nr. 10/2025

Tilstanden i kraftsystemet 2025. Kraftåret 2024 og utviklingen fram mot 2029

Utgitt av:	Norges vassdrags- og energidirektorat
Prosjekteier:	Magnus Buvik
Redaktør:	Åsa Grytli Tveten
Prosjektleder:	Silje Tellervo Jelsness
Omslagsbilde:	Nore kraftverk, Pålbu. Foto: Knut Ove Hillestad/NVE
Øvrige illustrasjonsbilder:	Dam Kalhovd, Måranlegget. Foto: Rune Engesæter/NVE
ISBN:	978-82-410-2472-6
ISSN:	2704-0305
Saksnummer:	202508826

Rapporten er laget av Åsa Grytli Tveten, Silje Tellervo Jelsness, Maren Refsnes Brubæk, Katrine Hildre Storaker og Ole Kristian Ådnanes 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.

April 2025



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo