



NVE

KRAFTSITUASJONEN

Fjerde kvartal og året 2021



Oppsummering

Kraftsituasjonen for 2021 var preget av høye kraftpriser. Det er spesielt sørlige Norge som hadde høye kraftpriser sammenlignet med tidligere år. Dette er en stor kontrast til de rekordlave kraftprisene i 2020. Svært høye gasspriser og tilhørende høye kraftpriser på kontinentet var den viktigste årsaken til de høye kraftprisene i sørlige Norge. I tillegg hadde det sørlige Norge en svakere ressursituasjon enn normalt. I 2021 har de høye kraftprisene i sør og nettbegrensningene mellom nord og sør gitt et tydelig prisskille mellom de norske prisområdene. Midt- og Nord-Norge (NO3, NO4) hadde en bedre ressursituasjon, og nettbegrensninger mot sør bidro til at disse områdene fikk de laveste kraftprisene i Europa.

Ved inngangen av året var fyllingsgraden i Norge nær historisk maksimum for årstiden, som skyldes at 2020 var et år med relativt lavt kraftforbruk og mye nedbør. Mindre tilsig enn normalt gjennom 2021 og relativt høy vannkraftproduksjon bidro til at fyllingsgraden lå under median siste halvdel av året, og i perioder nær historisk minimum. Ved utgangen av 2021 var magasinutfyllingen 12 prosentpoeng under medianen og nesten 30 prosentpoeng lavere enn ved inngangen av året.

Kraftforbruket i Norge ble 139,5 TWh i 2021. Dette er en økning på 4,8 prosent fra 2020 og det høyeste forbruket som noen gang er registrert. Forbruket var generelt høyt gjennom hele året, men det var spesielt første kvartal, med kaldt vær, som bidro til høyt forbruk. I januar og februar ble det satt forbruksrekorder for både time, døgn og måned. I fjerde kvartal, hvor forbruket normalt er høyt, var forbruket i 2021 på nivå med de fem siste årene. Forbruket varierte mye gjennom kvartalet, med mildere vær i starten og en kuldeperiode i desember.

Kraftproduksjonen ble 157,1 TWh i 2021, en økning på 1,9 prosent fra 2020. Sammenlignet med gjennomsnittet for årene 2015-2019 var kraftproduksjonen i 2021 9 prosent høyere. Dette er den høyeste årsproduksjonen noen gang registrert. Det rekordhøye forbruket og høy eksport av kraft gjennom året bidro til dette. Fra slutten av 2020 har utvekslingskapasiteten økt relativt mye, både med NordLink til Tyskland og North Sea Link til Storbritannia. Økt installert produksjonskapasitet de siste årene gir Norge høyere produksjonsmuligheter. Fra 2012 til 2021 har man blant annet fått 2800 MW mer vannkraft og 3900 MW mer vindkraft.

Vindkraftproduksjonen i Norge var 11,8 TWh i 2021, som er en økning på 19 prosent sammenlignet med 2020. Økningen skyldes blant annet at det ble satt i drift 672 MW ny vindkraftkapasitet i løpet av året. Det var lav vindkraftproduksjon for årstiden i første kvartal i 2021. I januar var produksjonen fra vindkraft nesten halvparten enn tilsvarende måned i 2020. Også i Tyskland var det lite vind i årets første måned. Her var vindkraftproduksjonen 30 prosent lavere enn samme periode i 2020. Resten av 2021 lå på tilnærmet samme nivå som 2020 både for Norden og Tyskland.

Norge hadde en nettoeksport på 17,6 TWh, som er 2,9 TWh lavere enn 2020, men 5,2 TWh høyere enn gjennomsnittet de siste 5 årene. 2020 var et år med historisk sterk hydrologisk balanse, og svært lave kraftpriser i Norge sammenlignet med landene vi har utvekslingskapasitet med. I 2021 har situasjonen vært annerledes, med tørrere vær, høyere forbruk og historisk høye kraftpriser. Selv om prisene i Norge har vært høye, har de vært høyere

i flere av landene vi handler med. Dette har bidratt til nok et år med høy nettoeksport, til tross for at det ressurstilgangen i Norge var svakere i 2021 enn 2020.

Gjennomsnittlig kraftpris for Norge ble 61,1 øre/kWh i 2021. Aldri før har gjennomsnittlig kraftpris for ett år vært på dette nivået. I store deler av tiden var det to priser på kraft i Norge i 2021, og skille gikk mellom de sørlige (NO1, NO2, NO5) og nordlige (NO3, NO4) prisområdene. For de sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5) var kraftprisen ca. 75,9 kWh, mens kraftprisen i Midt- og Nord-Norge (NO3, NO4) var henholdsvis 42,0 og 35,7 øre/kWh.

To forhold er viktige for å forklare prisforskjellene; begrensninger i nettet og ulik ressursituasjon. Alle mellomlandsforbindelsene til kontinentet er tilknyttet det norske kraftnettet i Sørvest-Norge (NO2). Både Vest-Norge (NO5) og Sørøst-Norge (NO1) er igjen tett tilkoblet Sørvest-Norge. Områdene her er dermed tett koblet til det europeiske kraftmarkedet. Fordi det er begrensninger (flaskehals) i kraftnettet blir ikke områdene i nord like påvirket av prisene i landene rundt oss som områdene i sør. I tillegg til høye kraftpriser på kontinentet var det mindre nedbør enn vanlig sør i Norge, mens det i Midt- og Nord-Norge var mer normalt med nedbør.

Den viktigste årsaken til at kraftprisen var så høy på kontinentet er høyere brenselkostnader. Europa er fortsatt avhengig av fossile energikilder som kull og gass for å dekke kraftetterspørselen. Når prisene på kull, gass og CO₂-kvoter stiger, fører det til høyere kraftpriser. Det er spesielt økte kostnader for gasskraftproduksjon som bidro til det svært høye prisnivået på kontinentet.

Kraftmarkedet har gjennom de siste 20 årene gjennomgått store endringer. Produksjonsmiksen i Europa har endret seg, og mer fornybar kraftproduksjon har kommet til. Gasskraftverk har også fått en viktigere rolle i produksjonsmiksen, og det europeiske kraftmarkedet har blitt tettere integrert. Kraftforbruket viser en stigende trend i tråd med at flere sektorer elektrifiseres.

Den kraftige økningen i gassprisen skyldes i hovedsak at det er lite tilgang på gass i det europeiske markedet. Gassmarkedet er globalt, og det er flere faktorer som har påvirket prisutviklingen gjennom 2021. I store deler av Europa brukes gass til både oppvarming og kraftproduksjon, det er derfor om vinteren det er høyest forbruk av gass.

De høye kraftprisene har ført til økte kostnader for strømvakter i husholdningsmarkedet, spesielt i sør. For en typisk husholdning på Østlandet med spotpriskontrakt ble strømkostnaden for 2021 på rundt 20 000 kroner. Sammenlignet med gjennomsnittet de siste fem årene er det en økning på nesten 11 000 kroner. Historisk har fastprisavtaler vært dyrere enn spotpriskontrakter, men i 2021 ble strømkostnaden for 1-årige fastpriskontrakt beregnet til å ha vært 4600 kr billigere enn spotpriskontrakter. For en typisk husholdning i Nord-Norge ble strømkostnaden omtrent 8000 kroner, som er 1100 kroner mer enn gjennomsnittet de siste fem årene.

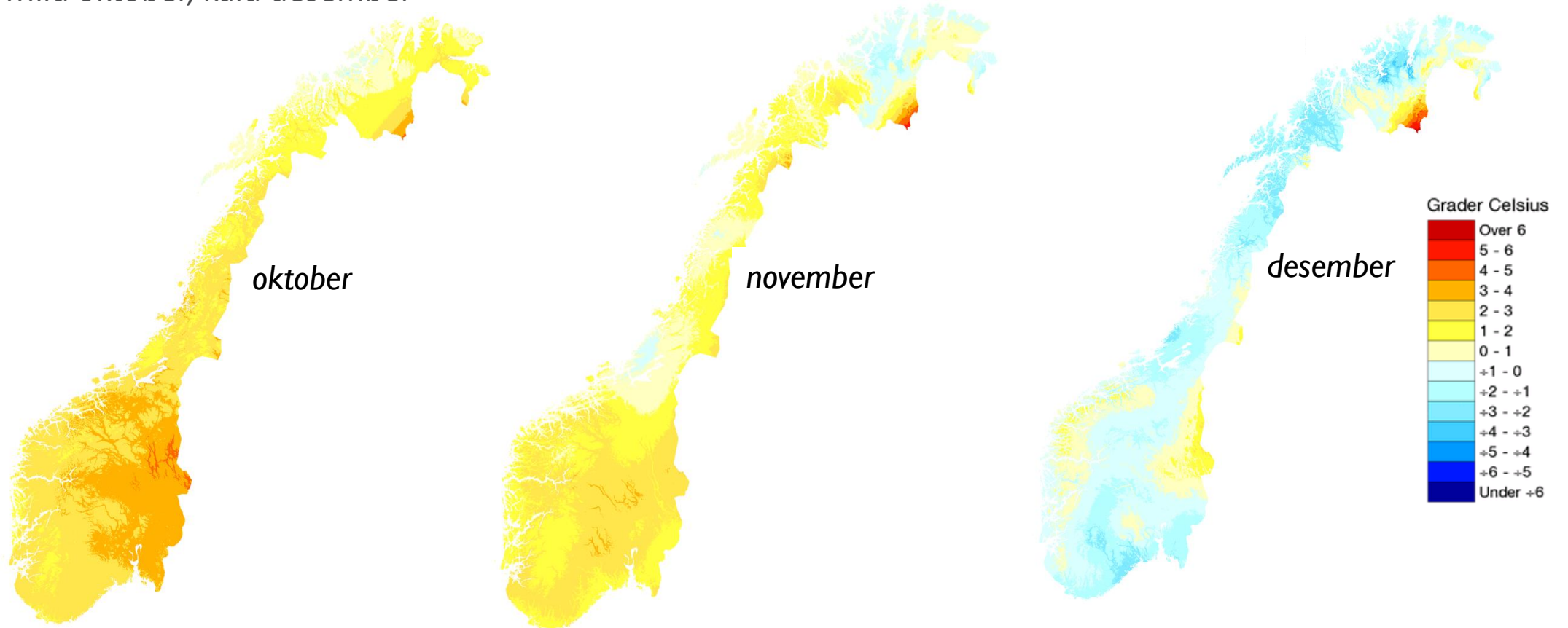
1 Historisk maksimum, minimum og median er beregnet ut fra de siste 20 årene (2001-2020) om ikke annet er nevnt.

2 Norske produksjons- og forbrukstall er statistikk fra SSB.

3 Strømkostnadene er eksklusiv nettleie og forbruksavgift, men inkl. mva. Nord-Norge er fritatt mva.

Vær og hydrologi | Temperatur

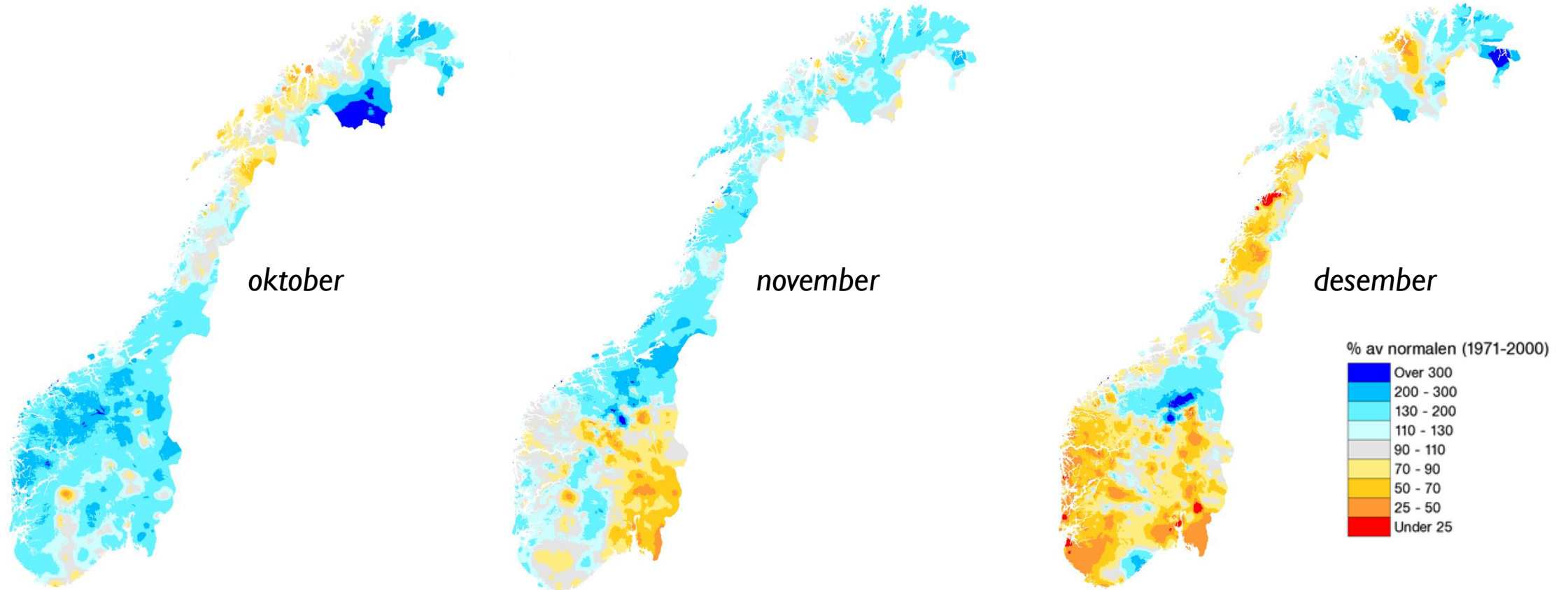
Mild oktober, kald desember



Kartene viser avvik fra midlere månedstemperatur (1971-2000) målt i grader celsius i oktober, november og desember 2021. I oktober var månedsmiddeltemperaturen for hele landet 1,9 grader over normalen. Relativt varmest var i Innlandet med 3 - 4 grader over normalen. Høyeste maksimumstemperatur, 22,9 °C, ble registrert 9. oktober på Sunndalsøra i Møre og Romsdal. I november var månedsmiddeltemperaturen nær normalen for landet som helhet. Høyeste maksimumstemperatur, 16,8 °C, ble registrert 19. november på Sande i Vestfold og Telemark. Laveste minimumstemperatur, - 36,7 °C, ble registrert i Kautokeino i Troms og Finnmark 28. november. I desember var månedsmiddeltemperaturen for hele landet 1,8 grader under normalen. Det er den kaldeste desember siden 2012. Laveste minimumstemperatur, - 38,1 °C, ble registrert 6. desember, igjen var det Kautokeino som var kaldest.

Vær og hydrologi | Nedbør

Våt oktober og tørr desember



Kartene viser avvik fra midlere månedsnedbør (1971-2000) målt i prosent i oktober, november og desember 2020. I oktober var månedsnedbøren 150 prosent av normalen for hele landet og ble med det den 3. våteste siden 1900. Mest nedbør kom det på Gullfjellet i Bergen med 875 mm, dette var mer enn dobbelt så mye som normalt. I november var månedsnedbøren 105 prosent av normalen. Mest nedbør kom på Lurøy i Nordland med 518 mm, dette var nær det dobbelte av normalen. Minst nedbør kom i Skjåk med kun 8 mm som er kun 27 prosent av normalt. I desember var månedsnedbøren 75 prosent av normalen. Mest nedbør kom i Åfjord i Trøndelag med 314 mm, mens Ås-Rustadskogen i Viken fikk minst med kun 4 mm. Omregnet i nedbørene kom det i løpet av fjerde kvartal 49 TWh. Det er 3 TWh mer enn gjennomsnittet for perioden 2001-2020.



Vær og hydrologi | Nedbør & tilsig

Mindre årstilsig og nedbør enn gjennomsnittet

Starten av fjerde kvartal var relativt mild og det var mer nedbør og tilsig enn normalt. I november og desember ble det kaldere og tilsiget falt under normalen. Både tilsig og nedbør for fjerde kvartal totalt sett ble likevel høyere enn gjennomsnittet de siste 20 årene.

For året som helhet kom det mindre nedbør og tilsig enn gjennomsnittet de siste 20 årene. Nedbøren i 2021 ble betraktelig lavere sammenliknet med det nedbørsrike året 2020, og 17,5 TWh lavere enn gjennomsnittet de siste 20 årene.

2021 var blant de fire årene med lavest tilsig de siste 20 årene. Som vist i figuren nede til høyre var tilsiget lavere enn normalt store deler av året. Spesielt på sommeren og tidlig høst var tilsiget i Norge lavt, og var i flere uker lavere enn tilsvarende uker de siste 20 årene. Det var spesielt Sørvest-Norge hvor det var veldig tørt og lite tilsig i denne perioden.

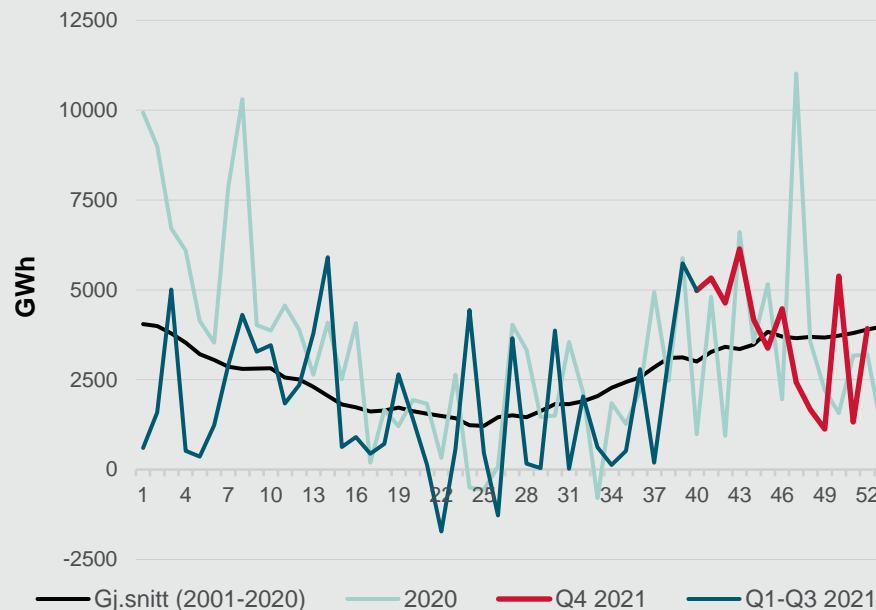
Fjerde kvartal 2021

| TWh | Q4 2021 (uke 40-52) | Q4 gjennomsnitt (2001-2020) | Differanse fra gjennomsnitt |
|--------|------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Nedbør | 49,0 | 46,5 | 2,5 |
| Tilsig | 30,3 | 25,4 | 4,9 |

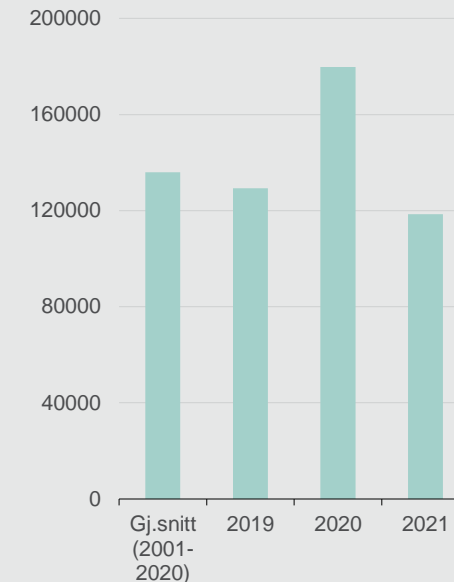
Totalt for 2021

| TWh | 2021 (uke 1-52) | Årsgjennomsnitt (2001-2020) | Differanse fra gjennomsnitt |
|--------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Nedbør | 118,5 | 137,0 | -17,5 |
| Tilsig | 119,8 | 136,0 | -17,2 |

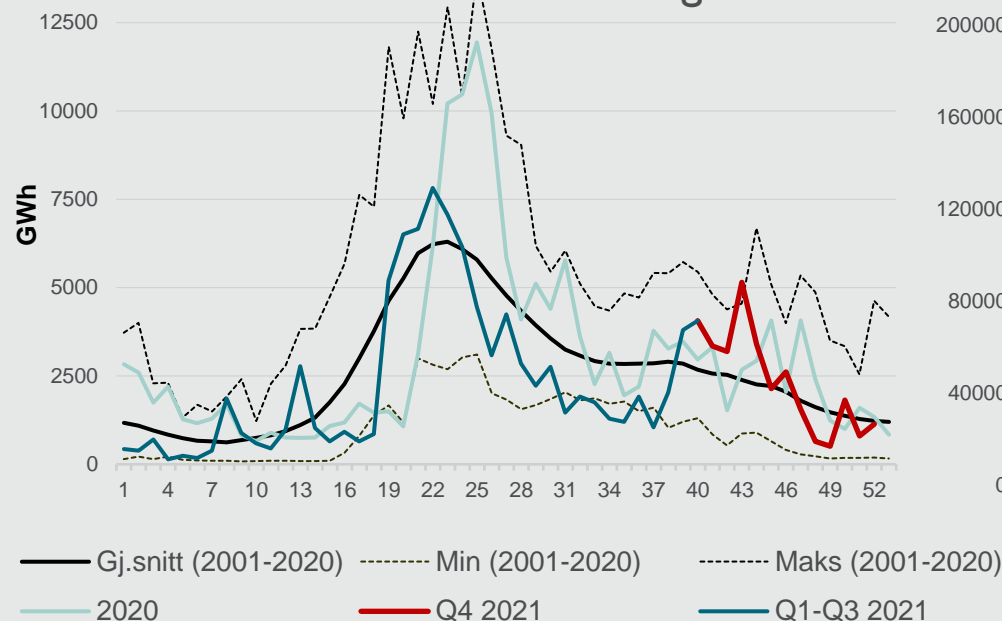
Nedbør



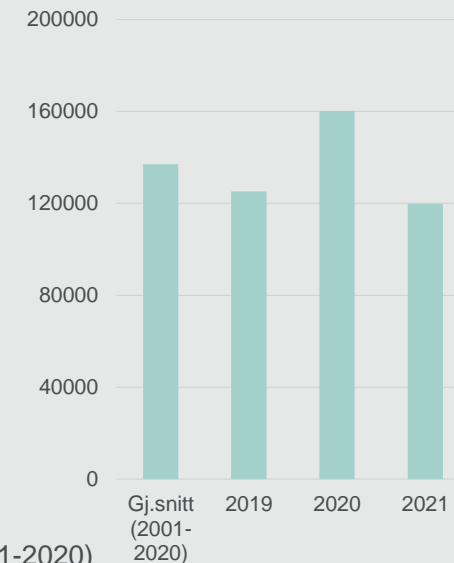
Årsnedbør



Tilsig



Årstilsig



Kilde: NVE



Vær og hydrologi | Magasinfylling

Fyllingsgrad godt under median i sør

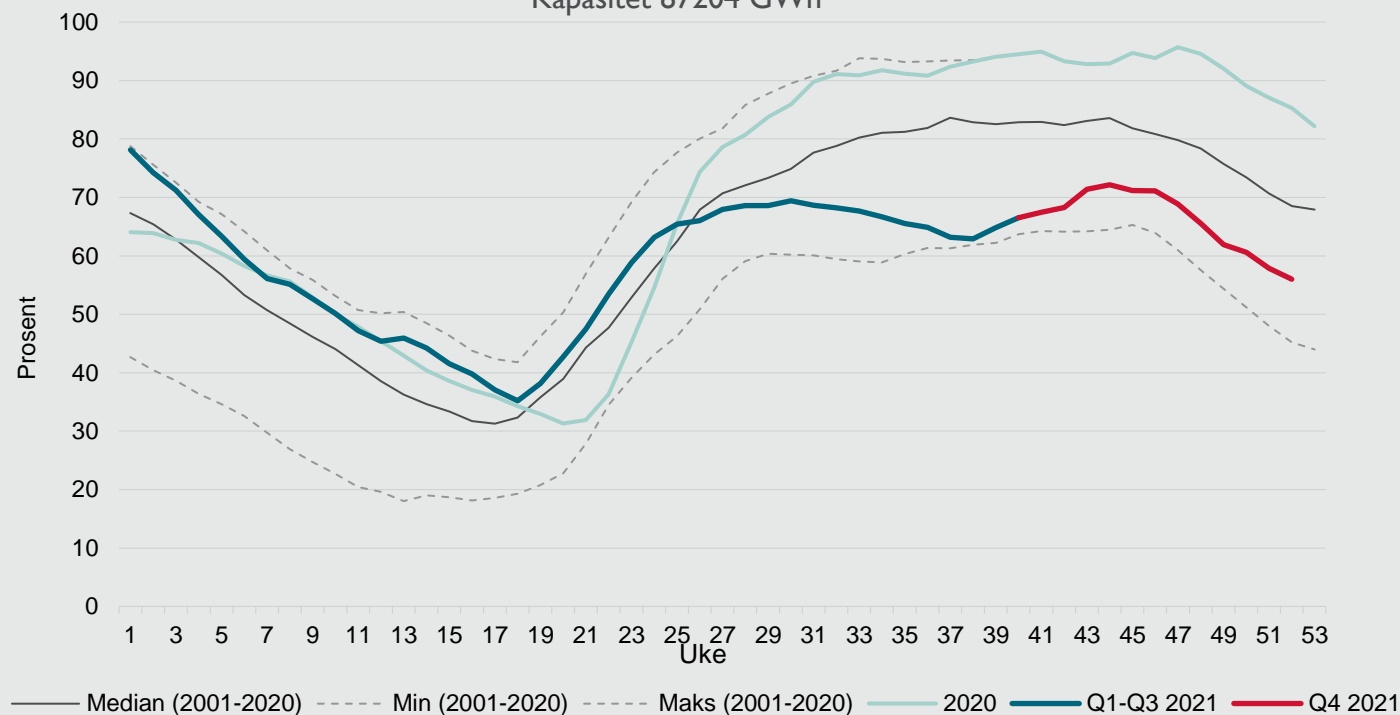
Ved inngangen av året var fyllingsgraden i Norge nær historisk maksimum. Tørt vær og høy kraftproduksjon bidro til at magasinene fylte seg opp mindre enn normalt gjennom sommeren. Fyllingen lå under median siste halvdel av året, og i perioder nær historisk minimum. På sensommeren lå fyllingen nær 18 TWh under median. Ved utgangen av 2021 var magasinfyllingen 12 prosentpoeng under medianen og nesten 30 prosentpoeng lavere enn ved inngangen av året.

I de sørlige områdene i Norge (NO1, NO2 og NO5) var fyllingsgraden nær eller under historisk minimum ved inngangen av fjerde kvartal. En mild start på kvartalet og periodevis mye tilsig ga noen uker med økning i magasinfyllingen i en periode hvor fyllingen normalt ikke øker så mye. Kaldere vær og mindre tilsig bidro til nedgang i fyllingsgraden de siste to månedene av året. Oppstart av North Sea Link (NSL) i oktober og svært høye priser på kontinentet bidro til høy vannkraftproduksjon og mye eksport ut av Sør-Norge. Dette bidro til at fyllingsgraden ved utgangen av året var nær historisk minimum i denne delen av landet. I Sørvest-Norge (NO2), hvor mye av utvekslingskapasiteten er, falt fyllingsgraden med rundt 40 prosentpoeng i 2021. Dette tilsvarer rundt 12 TWh produksjon.

Nord- og Midt-Norge (NO4 og NO3) hadde fyllingsgrad nær median ved utgangen av året.

Norge

Kapasitet 87204 GWh

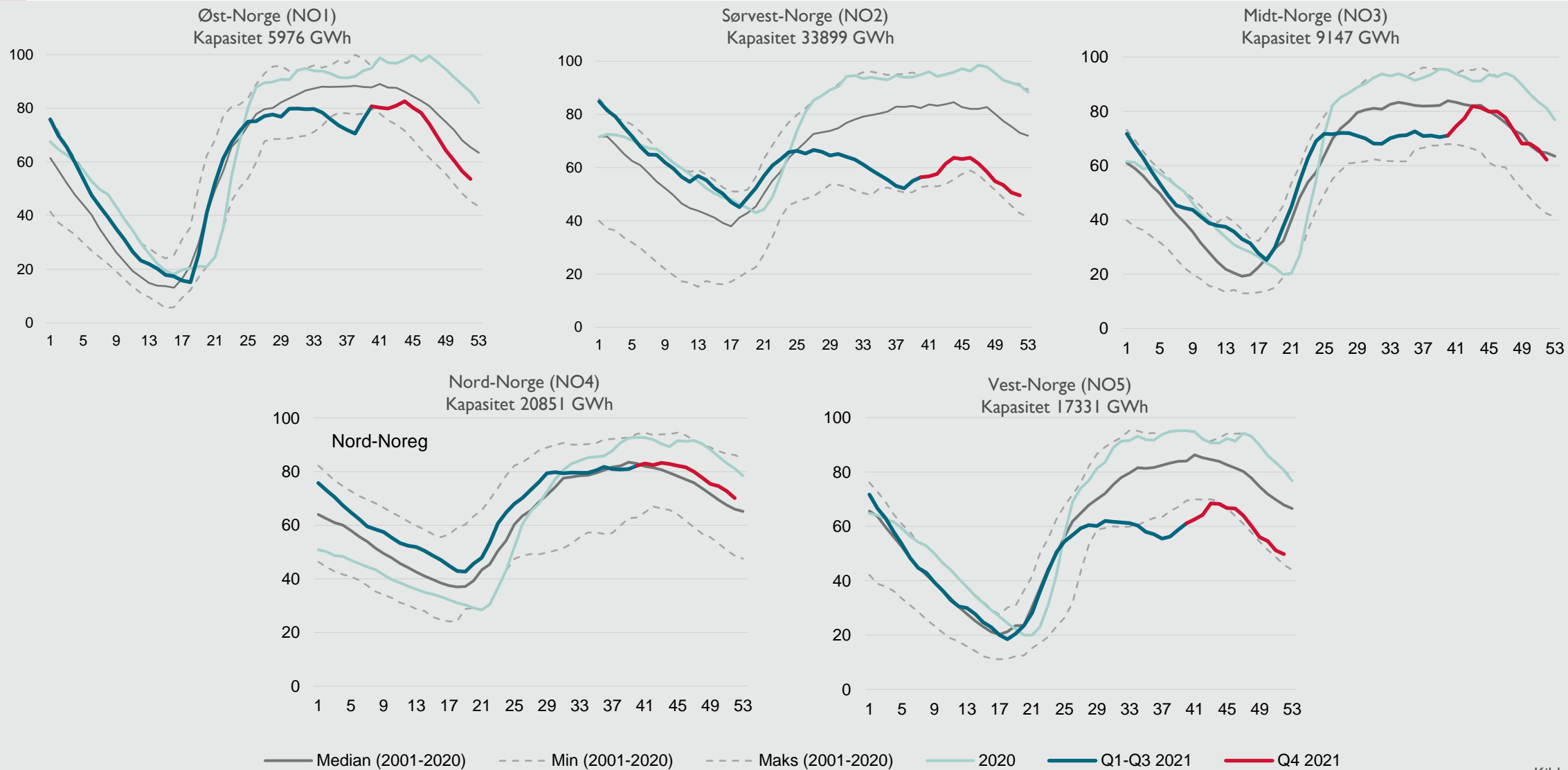


| Magasinfylling, i prosent* | Utgang Q4 2021 | Utgang Q4 2020 | Median Utgang Q4 (2001-2020) | Differanse fra 2020 | Differanse fra median |
|----------------------------|----------------|----------------|------------------------------|---------------------|-----------------------|
| Norge | 56,0 | 85,3 | 68,5 | -29,3 | -12,5 |
| NO1 | 53,6 | 86,1 | 65,5 | -32,5 | -11,9 |
| NO2 | 49,6 | 90,9 | 73,1 | -41,3 | -23,5 |
| NO3 | 62,2 | 81,2 | 64,7 | -19,0 | -2,5 |
| NO4 | 70,1 | 81,1 | 66,0 | -11,0 | 4,1 |
| NO5 | 49,8 | 80,7 | 67,9 | -30,9 | -18,1 |

* Verdiene for utgangen av uke 52 for både 2021 og 2020

Vær og hydrologi | Magasinfyllingen i Norge

Alle prisområdene i Norge



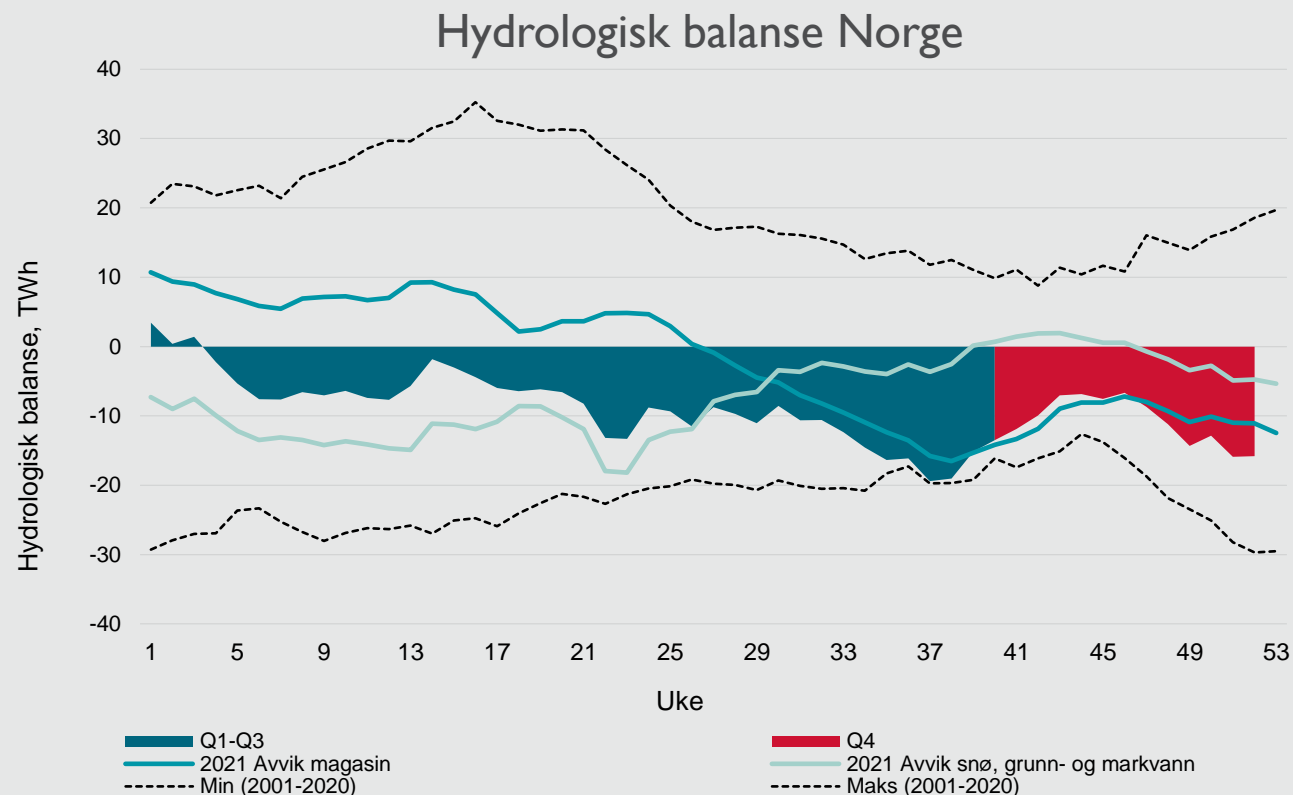


Vær og hydrologi | Hydrologisk balanse

Underskudd gjennom hele kvartalet

Den hydrologiske balansen var negativt gjennom store deler av året. Både mindre nedbør og høy vannkraftproduksjon er årsaker til dette. Mindre nedbør enn normalt vinteren 20/21 ga mindre snø og tilsig til magasinene ved snøsmelting. Med en tørr periode fram til oktober falt fyllingsgraden i magasinene godt under medianen. Dette er en periode der magasinene vanligvis fylles opp. I 2021 nådde underskuddet i den hydrologisk balansen sin laveste verdi i uke 37. Med en rekordvåt oktober ble underskuddet mer enn halvert. Kaldt og tørr vær i slutten av november og desember svekket den hydrologiske balansen til -15,8 TWh ved utgangen av året. I løpet av de siste 20 år var hydrologisk balanse lavere på den tiden kun i 2010 og 2002 med henholdsvis -29 og -25 TWh.

I slutten av 2021 tok NVE i bruk et nytt datagrunnlag for å beregne energiinnhold i snø, nedbør og tilsig. Tallene som er presentert her er basert på dette grunnlaget. Les mer om det nye datagrunnlaget på nettsidene våre <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/endringer-i-utrekning-av-energiinnholdet-i-sno-nedbor-og-tilsig/>



| TWh | Inngang 2021* | Utgang 2021* |
|-------------------------------|---------------|--------------|
| Avvik magasin | 10,7 | -11,1 |
| Avvik snø, grunn- og markvann | -7,3 | -4,8 |
| Hydrologisk balanse | 3,4 | -15,8 |

* Verdiene er ved utgangen av uke 1 og ved utgangen av uke 52



Kraft | Produksjon og forbruk

Rekordhøy årlig produksjon og forbruk

Kraftforbruket i Norge ble 139,5 TWh i 2021. Dette er en økning på 4,8 prosent fra 2020 og høyeste forbruket noen gang registrert. Forbruket var generelt høyt gjennom hele året, men det var spesielt første kvartal, med kaldt vær, som bidro til høyt forbruk. I januar og februar ble det satt forbruksrekorder for både time, døgn og måned. Forbruket i fjerde kvartal var på nivå med gjennomsnittet de siste fem årene. Forbruket varierte mye gjennom kvartalet, med mildere vær i starten og en kuldeperiode i desember.

Tall fra SSB viser at det var størst forbruksøkning innen alminnelig forsyning. Dette er alt forbruk utenom kraftintensiv industri og tap i nettet, og utgjør om lag 65 prosent av totalt forbruk i Norge. Økningen var på 3,3 TWh sammenlignet med gjennomsnittet for de siste 5 årene, og 5 TWh høyere enn i 2020. En stor andel av den alminnelige forsyningen er elektrisitet til oppvarming. Den langvarige kuldeperioden i januar og februar i fjor er dermed en viktig årsak til forbruksøkningen.

Forbruket gikk også opp i kraftintensiv industri, spesielt innenfor produksjon av aluminium og andre metaller. Økningen var på 1,8 TWh sammenlignet med gjennomsnittet for de siste fem årene, og 1,3 TWh mer enn i 2020.

Kraftproduksjonen i Norge ble 157,1 TWh i 2021, en økning på 1,9 prosent fra 2020. Dette er 9 prosent høyere enn gjennomsnittet for 2015-2019. Dette er den høyeste årsproduksjonen som noen gang er registrert. Både høyt forbruk og høy eksport av kraft gjennom året bidro til dette. Økt installert produksjonskapasitet de siste årene bidro også til høyere produksjon. Figuren nederst til høyre viser hvordan produksjonskapasitet de siste årene har økt. Fra 2012 til 2021 har man blant annet fått 2800 MW mer vannkraft og 3900 MW mer vindkraft. Les mer om ny kraftproduksjon i kvartalsrapportene på nettsidene våre <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/ny-kraftproduksjon/>.

I Norden var både kraftforbruket og kraftproduksjonen høyere i 2021 enn med året før. Totalt ble produksjonen i Norden 420,8 TWh og forbruket 399,8 TWh. 2020 var et mildt år i hele Norden, noe som resulterte i lavere kraftteterspørsel. Sammenligner man med 2019 er økningen noe mindre, men fortsatt relativt stor. Det er ikke bare i Norden forbruket har økt. IEA skriver i sin rapport for 2021 at det globale kraftforbruket økte med 1500 TWh i 2021. Dette er den største økning noen gang for et år. IEA skriver at økning har sammenheng med en sterk økonomisk vekst og kaldere vær enn vanlig flere steder i verden. IEA skriver at det er industriforbruk som bidro mest til økingen.**

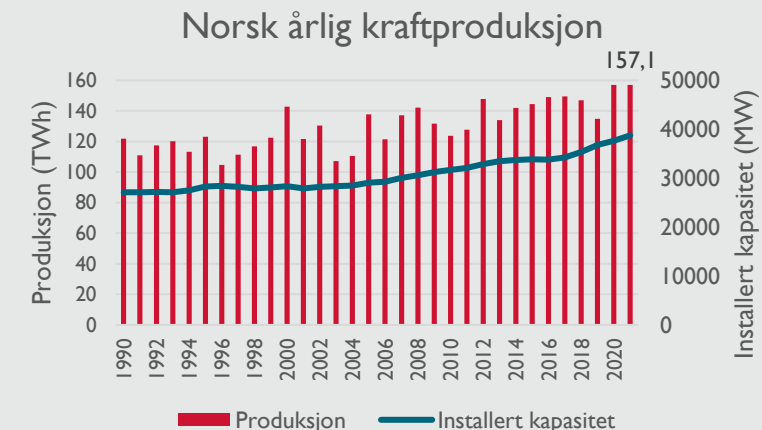
| Produksjon (TWh) | 2021 | 2020 | 2019 |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|
| Norge | 157,1 | 154,2 | 134,6 |
| Sverige | 165,1 | 157,8 | 162,4 |
| Danmark | 31,4 | 27,2 | 27,9 |
| Finland | 67,3 | 63,7 | 63,8 |
| Sum Norden | 420,8 | 403,0 | 388,7 |

| Forbruk (TWh) | 2021 | 2020 | 2019 |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|
| Norge | 139,5 | 133,7 | 134,7 |
| Sverige | 139,4 | 132,9 | 136,4 |
| Danmark | 36,3 | 34,1 | 33,5 |
| Finland | 84,7 | 78,4 | 83,4 |
| Sum Norden | 399,8 | 379,1 | 388,1 |

| Nettoeksport (TWh) | 2021 | 2020 | 2019 |
|--------------------|-------------|-------------|------------|
| Norge | 17,6 | 20,5 | -0,1 |
| Sverige | 25,7 | 24,9 | 26,0 |
| Danmark | -4,9 | -6,9 | -5,6 |
| Finland | -17,4 | -14,6 | -19,6 |
| Sum Norden | 21,0 | 23,9 | 0,6 |

* Produksjon og forbruk for Norge er statistikk fra SSB. Øvrige land er foreløpige tall fra Syspower.

** Electricity Market Report, January 2022, www.iea.org



Kilde: Syspower, SSB, NVE



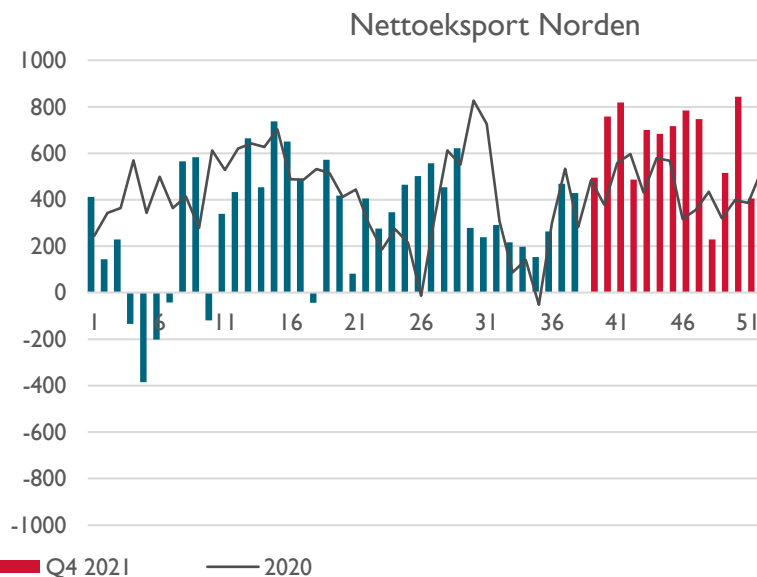
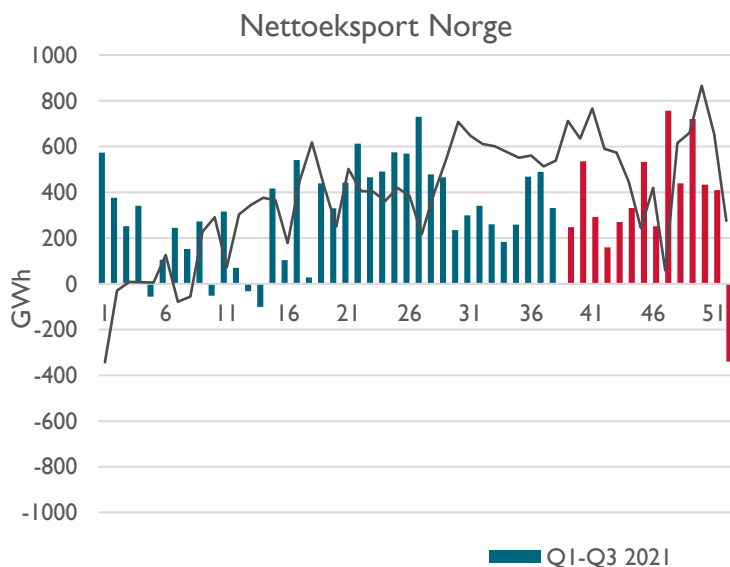
Kraft | Produksjon og forbruk

Høy produksjon og mye nettoeksport i fjerde kvartal

Både kraftproduksjon og forbruk var høyere i Norden i fjerde kvartal 2021 sammenliknet med tilsvarende kvartal i 2020. I Norge var økningen i forbruk på 25 prosent. Norsk kraftproduksjon økte med 21 prosent. Det var mer produksjon fra både vannkraft og vindkraft enn året før. I tillegg til høyere forbruk, bidro økt utvekslingskapasitet og høye kraftpriser i naboland til høy vannkraftproduksjon i fjerde kvartal sammenliknet med året før. Dette til tross for betraktelig lavere fyllingsgrad i sør enn året før.

Norge var nettoeksportør av kraft i alle uker i fjerde kvartal med unntak av den siste uken i året. Da var forbruket lavere på grunn av mildere vær og ferie, og det var mye import av rimeligere kraftproduksjon fra nabolandene våre.

I Norden var det høy nettoeksport gjennom kvartalet. Nettoeksporten endte på 8 TWh, Dette er 3,2 TWh mer enn fjerde kvartal i 2020. Høyere nettoeksport fra Sverige, grunnet både høyere vind- og kjernekraftproduksjon, bidro til den høye eksporten fra Norden.



| Produksjon (TWh) | Q4 2021 | Q4 2020 | Endring TWh | Endring % |
|-------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| Norge | 42,6 | 35,3 | 7,3 | 21 % |
| Sverige | 45,8 | 41,8 | 4,0 | 10 % |
| Danmark | 9,2 | 7,1 | 2,1 | 30 % |
| Finland | 19,0 | 17,3 | 1,7 | 10 % |
| Sum Norden | 116,6 | 101,5 | 15,2 | 15 % |

| Forbruk (TWh) | Q4 2021 | Q4 2020 | Endring TWh | Endring % |
|-------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| Norge | 37,7 | 30,2 | 7,5 | 25 % |
| Sverige | 38,1 | 36,2 | 1,8 | 5 % |
| Danmark | 9,6 | 9,0 | 0,5 | 6 % |
| Finland | 23,3 | 21,1 | 2,1 | 10 % |
| Sum Norden | 108,6 | 96,6 | 12,0 | 12 % |

| Nettoeksport (TWh) | Q4 2021 | Q4 2020 | Endring TWh |
|--------------------|------------|------------|-------------|
| Norge | 4,9 | 5,1 | -0,2 |
| Sverige | 7,7 | 5,5 | 2,2 |
| Danmark | -0,4 | -2,0 | 1,6 |
| Finland | -4,2 | -3,8 | -0,4 |
| Sum Norden | 8,0 | 4,9 | 3,2 |

* Produksjon og forbruk for Norge er statistikk fra SSB. Øvrige land er foreløpige tall fra Syspower.



Kraft | Vindkraft

Vindfattig start på året

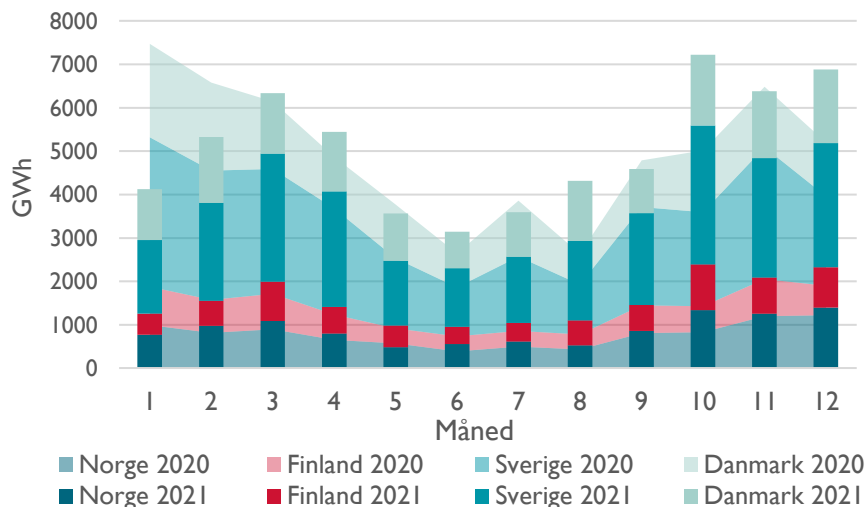
Foreløpige tall viser at installert vindkraftkapasitet i Norden økte med rundt 16 prosent i 2021. Vindkraftproduksjonen økte med 2,7 prosent fra året før, og endte på 70 TWh. Vindkraft stod dermed for 17 prosent av den totale nordiske kraftproduksjonen. Vindkraftproduksjonen i Norge var 11,8 TWh i 2021, som er en økning på 19 prosent sammenlignet med 2020. Økningen skyldes blant annet at det ble satt i drift 672 MW ny vindkraftkapasitet i løpet av året. Totalt utgjorde vindkraftproduksjon nær 7,5 prosent av den totale kraftproduksjonen i Norge.

Det var lav vindkraftproduksjon for årstiden i første kvartal i 2021. I januar var vindkraftproduksjonen i Norden nesten halvparten av tilsvarende måned i 2020. I fjerde kvartal tok vindkraftproduksjonen seg betraktelig opp og det ble produsert 20,5 TWh kraft fra vind i Norden. Dette er 3,8 TWh mer en fjerde kvartal i 2020.

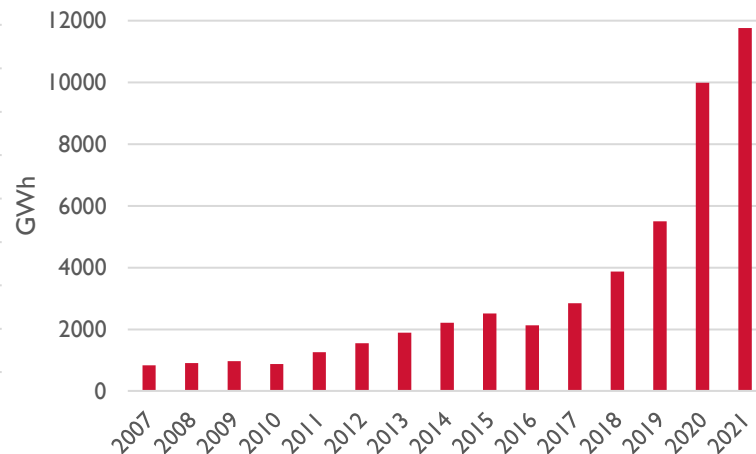
I Tyskland var det 14 prosent lavere vindkraftproduksjon i 2021 enn i 2020. Som i Norden, var det spesielt første kvartal i 2021 som trekker ned. Her var vindkraftproduksjonen 30 prosent lavere enn samme periode i 2020. Resten av 2021 lå på tilnærmet samme nivå som 2020.

Etter hvert som det kommer mer vindkraft i kraftsystemet ser vi at perioder med mye vind kan ha stor effekt på kraftpris og flyt på mellomlandsforbindelser. Spesielt ser vi at tyske priser faller, og at det til tider oppstår negative kraftpriser i perioder hvor vindkraftproduksjonen er høy. Gjennom import på mellomlandsforbindelsene får Norge også til tider lavere priser i disse timene.

Nordisk vindkraftproduksjon 2021



Norsk vindkraftproduksjon



| Vindkraftproduksjon (TWh) | 2021 | 2020 |
|---------------------------|-------------|-------------|
| Norge | 11,8 | 9,9 |
| Sverige | 26,7 | 26,4 |
| Danmark | 15,7 | 15,9 |
| Finland | 7,9 | 7,1 |
| Norden | 62,1 | 59,3 |
| Tyskland | 113,6 | 129,9 |

* Vindkraftproduksjon for Norge i tabellen er statistikk fra SSB. Tall for resten av Norden og Tyskland er foreløpige tall fra Syspower og kan avvike fra faktisk produksjon.

| Installert kapasitet ved utgangen av året (MW) | 2021 | 2020 |
|------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Norge | 4650* | 3978 |
| Sverige | 12267** | 10638 |
| Danmark | 6995*** | 6259 |
| Finland | 3257**** | 2586 |
| Norden | 27169 | 23461 |

* For oppdaterte tall se: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/vindkraftdata/>
 ** Statistikk for Q1-Q3, framskriving for Q4. Kilde: Svensk Vindenergi
 *** Energistyrelsen
 **** Finnish wind power association



Kraft | Kjernekraftproduksjon

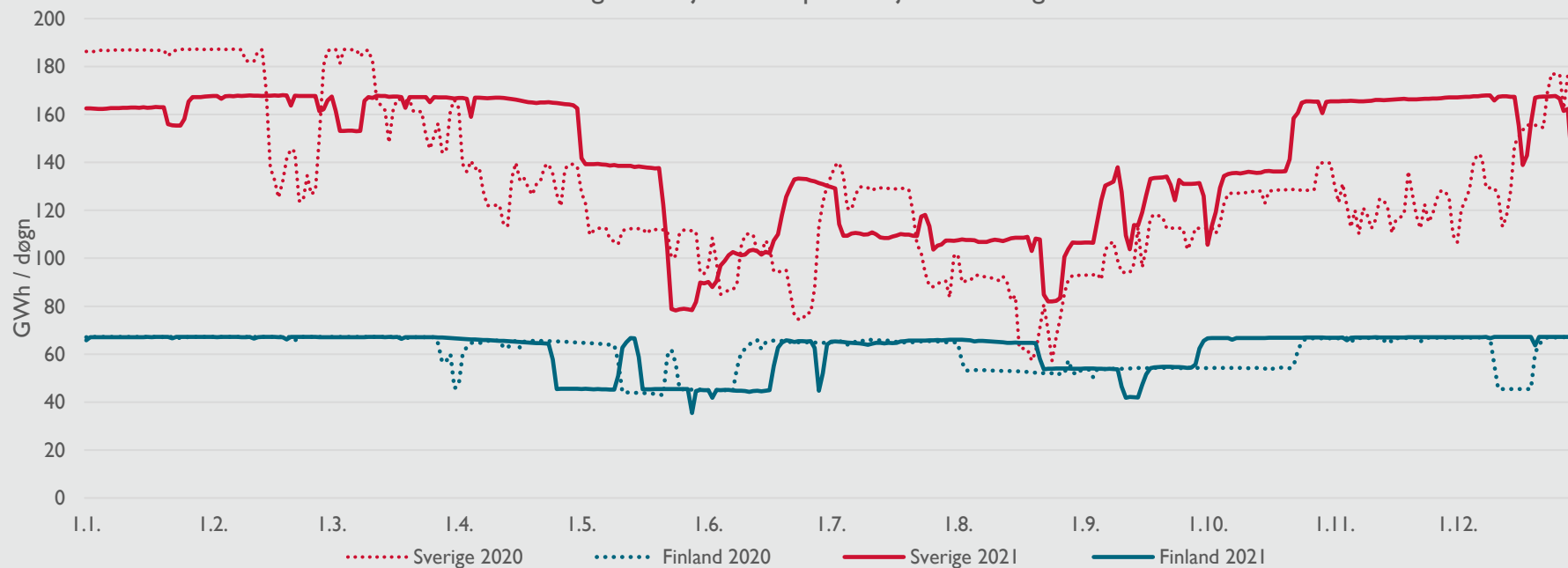
Mindre kjernekraftkapasitet i Norden, men høyere produksjon

Det ble produsert 74 TWh kraft fra kjernekraftverk i Norden i 2021. Dette er 4 TWh mer enn i 2020 til tross for lavere produksjonskapasitet i 2021. Sverige stod for den største andelen produksjon på nærmere 52 TWh, mens Finland produserte rundt 22 TWh. Kjernekraft stod dermed for 17,5 prosent av den totale kraftproduksjonen i Norden.

31. Desember 2020 ble den svenske kjernekraftreaktoren Ringhals I på 878 MW lagt ned etter nesten 45 år i drift. Høyere produksjon ved de gjenværende reaktorene gjorde imidlertid at kjernekraften, i likhet med året før, stod for rundt 30 prosent av total produksjonen i Sverige. I Finland utgjorde kjernekraft 34 prosent av samla kraftproduksjon i året som gikk.

I 2020 ble vedlikeholdsarbeid på svensk kjernekraft i perioder forlenget grunnet de vedvarende lave kraftprisene. Endrede markedsforhold er derfor en viktig forklaring på hvorfor den gjennomsnittlig tilgjengeligheten på svensk kjernekraft økte fra 2020 til 2021.

Svensk og Finsk kjernekraftproduksjon i 2021 og 2020



| Installert kapasitet (MW) | 2021 | 2020 |
|---------------------------|------|------|
| Finland | 2794 | 2794 |
| Sverige | 7000 | 7773 |

| Gjennomsnittlig tilgjengelighet (%) | 2021 | 2020 |
|-------------------------------------|------|------|
| Finland | 92 | 91 |
| Sverige | 84 | 70 |

Kraft | Kraftpriser for fjerde kvartal

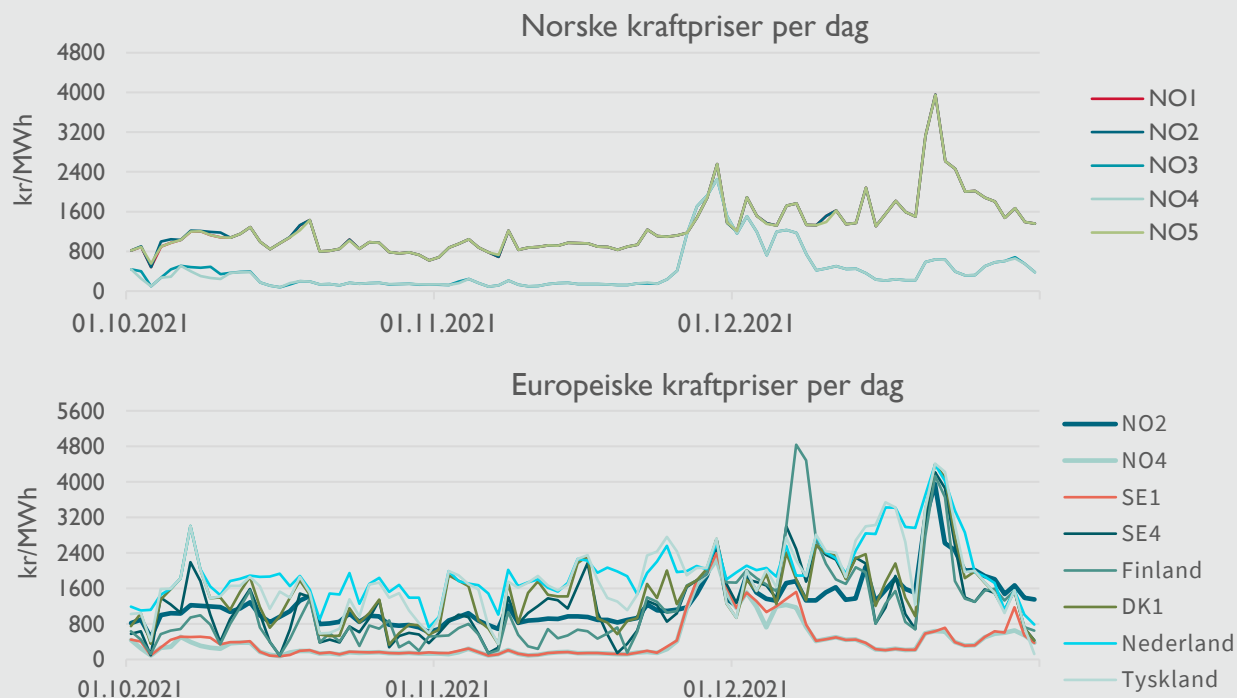
Høye kraftpriser

Sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5) hadde en gjennomsnittlig kraftpris på 127 øre/kWh i fjerde kvartal, en økning på 58 prosent fra tredje kvartal 2021. Det er en økning på 220 prosent sammenlignet med kraftprisen i fjerde kvartal i 2019. Året 2020 var et år med svært lave kraftpriser og er derfor ikke med i sammenligningen. Kraftprisen i Nord-Norge (NO4) var blant de laveste i Europa, og endte på 41 øre/kWh for fjerde kvartal. Det er en økning på fem prosent sammenlignet med tredje kvartal 2021. Midt-Norge (NO3) og Nord-Norge hadde like kraftpriser i store deler av kvartalet, og gjennomsnittsprisen endte på 42 øre/kWh.

I overgangen fra november til desember var det enkelte dager hvor kraftprisene i nord økte og prisene både nord i Norge og Sverige var på samme nivå som i sør. Dette skyldes en svekket kraftbalanse i de nordlige områdene og økt overføringskapasitet nord-sør i Sverige. Kraftbalansen ble svekket av lave temperaturer i nord som gav høyere forbruk. I tillegg ble produksjonen redusert grunnet islegging av elver i det nordlige Sverige, og det var lite bidrag fra vindkraft.

Med unntak av denne perioden var det en markant prisforskjell mellom nord og sør gjennom fjerde kvartal. Prisforskjellen kan forklares med nettbegrensninger mellom de sørlige og nordlige prisområdene. Alle mellomlandsforbindelsene til kontinentet er tilknyttet det norske kraftnettet i Sørvest-Norge (NO2). Både Vest-Norge (NO5) og Sørøst-Norge (NO1) er tett tilkoblet Sørvest-Norge. Områdene her er dermed tett koblet til det europeiske kraftmarkedet. Fordi det er begrensninger (flaskehals) i kraftnettet blir ikke områdene i nord like påvirket av prisene i landene rundt oss som områdene i sør. I tillegg til høye kraftpriser på kontinentet var det mindre nedbør enn vanlig sør i Norge, mens det i Midt- og Nord-Norge var mer normalt med nedbør.

| Elspotpriser (kr/MWh) | Q4 2021 | Q3 2021 | Endring fra forrige kvartal | Q4 2019 | Endring fra Q4 i 2019 |
|-----------------------|---------|---------|-----------------------------|---------|-----------------------|
| NO1 | 1267,6 | 799,8 | 58 % | 393,1 | 222 % |
| NO2 | 1271,5 | 806,5 | 58 % | 392,5 | 224 % |
| NO3 | 424,1 | 536,3 | -21 % | 381,4 | 11 % |
| NO4 | 414,4 | 394,6 | 5 % | 378,7 | 9 % |
| NO5 | 1266,0 | 800,0 | 58 % | 393,5 | 222 % |
| SE1 | 450,0 | 564,7 | -20 % | 378,7 | 19 % |
| SE2 | 450,0 | 567,5 | -21 % | 378,7 | 19 % |
| SE3 | 1085,9 | 732,9 | 48 % | 388,1 | 180 % |
| SE4 | 1275,0 | 932,3 | 37 % | 407,1 | 213 % |
| Finland | 1159,6 | 811,4 | 43 % | 438,6 | 164 % |
| DK1 | 1498,7 | 986,9 | 52 % | 383,2 | 291 % |
| DK2 | 1453,6 | 992,7 | 46 % | 401,8 | 262 % |
| Tyskland | 1794,1 | 1001,3 | 79 % | 369,3 | 386 % |
| Nederland | 1963,9 | 1046,1 | 88 % | 396,7 | 395 % |
| Polen | 1340,7 | 917,0 | 46 % | 498,1 | 169 % |
| Estland | 1426,8 | 1005,3 | 42 % | 445,3 | 220 % |
| Litauen | 1506,1 | 1028,9 | 46 % | 439,3 | 243 % |





Kraft | Kraftpriser for 2021

Prisforskjell mellom nord og sør

Den norske kraftprisen var i stor grad todelt mellom de sørlige (NO1, NO2, NO5) og nordlige (NO3, NO4) prisområdene gjennom 2021. Som nevnt på forrige side har dette sammenheng med nettbegrensinger mellom nord og sør. For sørlige Norge var det også enkelte korte perioder med prisforskjell mellom disse prisområdene. Dette har bakgrunn i midlertidige overføringsbegrensinger på grunn av planlagt vedlikehold av nettet, som bidro til perioder med lavere kraftpris i Vest-Norge (NO5) og Sørøst-Norge (NO1). I nord var det også en periode i sommerhalvåret med overføringsbegrensinger ut av Nord-Norge (NO4) som bidro til at dette prisområdet hadde lavere kraftpris enn Midt-Norge (NO3).

Tabellen til venstre viser gjennomsnittlig kraftpris for de ulike prisområdene hver måned. I januar og februar var kraftprisen allerede relativt høy i hele Norge. Dette henger sammen med at strømforbruket var rekordhøyt, samtidig som vindkraftproduksjonen var relativt lav, både i Norden og nord på kontinentet. Med høyere temperatur og lavere forbruk falt kraftprisene ved slutten av vinteren. Det ble samtidig et tydeligere skille mellom kraftprisene nord og sør i Norge. Fra april økte kraftprisen igjen og holdt seg på et relativt høyt prisnivå for årstiden.

Utover sommeren økte den gjennomsnittlige dagsprisen gradvis, blant annet på grunn av stabilt tørt vær og økende brenselpriser. Prisforskjellen mellom nord og sør ble enda tydeligere, dette skyldtes igjen nevnte

nettbegrensinger.

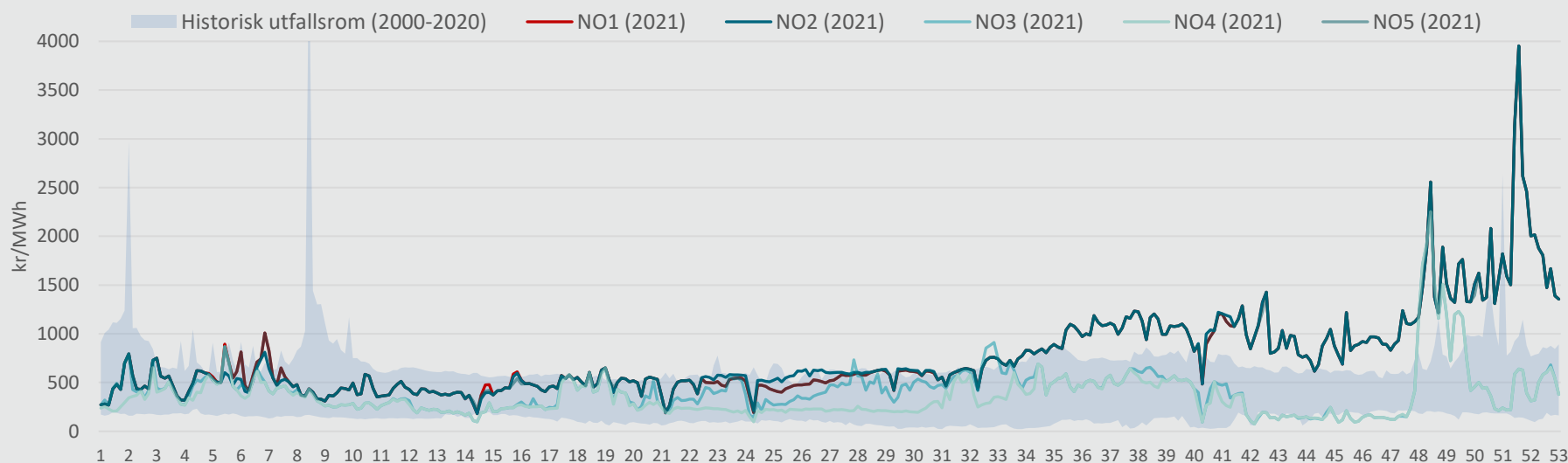
Allerede ved inngangen til tredje kvartal lå kraftprisene i de sørlige prisområdene i Norge tett opp til historisk maksimum. Sist vi hadde kraftpriser på dette nivået var i 2018. Sommeren i 2018 var i likhet med 2021 en relativt tørr sommer med lite nedbør. I 2018 holdt kraftprisene seg på et høyt nivå fram til det kom mye nedbør i slutten av tredje kvartal 2018. I år så vi en ytterligere økning i kraftprisen i de sørlige prisområdene. Kraftprisen ble da høyere enn det historiske utfallsrommet. Dette har sammenheng med den svake ressursituasjonen og de svært høye kraftprisene i store deler av Europa. For september var gjennomsnittlig kraftpris for sørlige Norge over 1 kr/kWh. Tidligere år når kraftprisen har vært svært høy har dette som regel vært i korte perioder. At kraftprisen var rundt 1 kr/kWh over lengre tid er uvanlig. Ved overgangen til desember økte kraftprisene i sørlige Norge til et enda høyere nivå og gjennomsnittlige kraftpris for desember ble 1,77 kr/kWh. Den 21. desember var gjennomsnittlig dagspris hele 3,95 kr/kWh, med enkelttimer opp mot 6,12 kr/kWh denne dagen.

Selv om kraftprisen holdt seg på et historisk høyt nivå store deler av fjerde kvartal, var det likevel perioder med høy vindkraftproduksjon som bidro til at kraftprisen ble svært lav enkelte timer. Slike store prissvingninger illustrerer hvordan variabel tilgang fra fornybare teknologier kan gi store utslag i et værbasert kraftsystem.

Gjennomsnittlige månedspriser (kr/MWh)

| | NO1 | NO2 | NO3 | NO4 | NO5 |
|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Januar | 500 | 499 | 455 | 377 | 500 |
| Februar | 545 | 488 | 441 | 425 | 544 |
| Mars | 421 | 421 | 254 | 252 | 421 |
| April | 452 | 444 | 278 | 269 | 444 |
| Mai | 486 | 486 | 369 | 328 | 488 |
| Juni | 469 | 549 | 357 | 212 | 469 |
| Juli | 576 | 596 | 474 | 229 | 576 |
| August | 748 | 749 | 596 | 447 | 749 |
| September | 1084 | 1084 | 539 | 513 | 1084 |
| Oktober | 961 | 973 | 247 | 219 | 959 |
| November | 1063 | 1063 | 417 | 417 | 1065 |
| Desember | 1771 | 1771 | 608 | 607 | 1767 |
| Gj.snitt | 757 | 760 | 419 | 358 | 755 |

Gjennomsnittlig dagspris på kraft for de ulike norske prisområdene (KPI-justert)





Kraft | Kraftpriser for 2021

Sammenlignet med tidligere år

Gjennomsnittlig kraftpris for Norge ble 61,1 øre/kWh i 2021. Dette er høyeste snittprisen vi har hatt noen gang i Norge. Tidligere år med kraftpris i nærheten av dette nivået var 2018, 2011 og 2010, hvor gjennomsnittlig kraftpris henholdsvis ble 43,3, 43,8 og 52,7 øre/kWh. Det vil si at kraftprisen i 2021 ble 13 prosent høyere enn forrige rekord i 2010. Sammenligner man kraftprisen for de sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5) er økningen rundt 50 prosent.

Den viktigste årsaken til at kraftprisen var så høy på kontinentet er høyere brenselkostnader. Europa er fortsatt avhengig av fossile energikilder som kull og gass for å dekke kraftetterspørselen. Når prisene på kull, gass og CO₂-kvoter stiger, fører det til høyere kraftpriser. Det er spesielt økte kostnader for gasskraftproduksjon som bidro til det svært høye prisnivået på kontinentet.

Kraftsystemet og kraftmarkedet har gjennomgått store endringer de siste 20 årene. Produksjonsmiksen i Europa

har endret seg, og mer fornybar kraftproduksjon har kommet til. Gasskraftverk har fått en viktigere rolle som en regulerbar produksjonsteknologi, etterhvert som kjernekraft og kull fases ut. I tillegg har utbygging av nye mellomlandsforbindelser ført til at det europeiske kraftmarkedet har blitt tettere integrert.

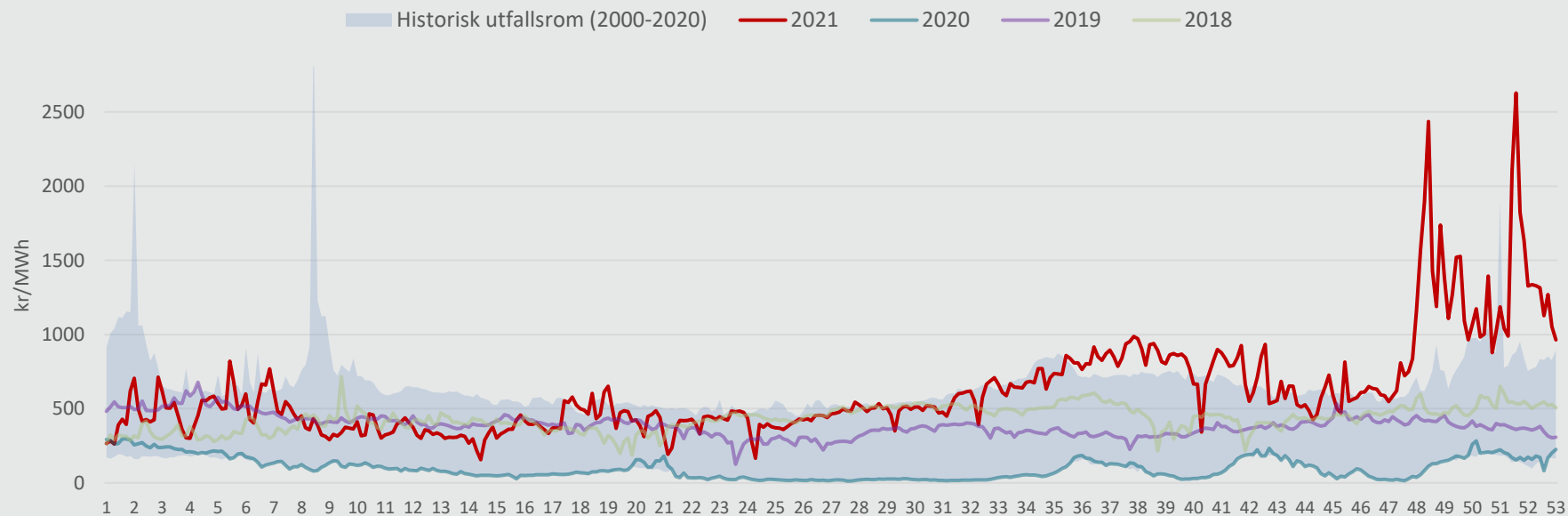
Figuren under viser gjennomsnittlig døgnpris i Norge. Kraftprisen for 2021 vises i rødt, og 2020, 2019 og 2018 i henholdsvis blått, lilla og grønt. I bakgrunnen vises historisk utfallsrom for kraftprisen fra 2000 til 2020. Tabellen under viser gjennomsnittlig kraftpris per år siden 2000. Kraftprisene før 2020 er KPI-justert til 2020-kr.*

I tabellen er prisene sortert etter by, prisområdenummeret i parrantes viser hvilke prisområde den aktuelle byen tilhører i dag. Det har ikke alltid vært fem prisområder i Norge. I tillegg har den geografiske utformingen av de ulike prisområdene blitt endret gjennom tiden. Les om endringene på NordPool sine hjemmesider. <https://www.nordpoolgroup.com/4a7b04/globalassets/download-center/day-ahead/elspot-area-change-log.pdf>

Gjennomsnittlig kraftpris per år (KPI-justert til 2020-kr)

| | Norge | Oslo (NO1) | Kr.sand (NO2) | Bergen (NO5) | Tr.heim (NO3) | Tromsø (NO4) |
|------|-------|------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| 2021 | 611 | 758 | 762 | 757 | 420 | 357 |
| 2020 | 97 | 98 | 98 | 97 | 100 | 94 |
| 2019 | 388 | 392 | 392 | 392 | 384 | 382 |
| 2018 | 433 | 434 | 430 | 428 | 438 | 435 |
| 2017 | 282 | 288 | 286 | 286 | 293 | 256 |
| 2016 | 261 | 263 | 253 | 250 | 288 | 252 |
| 2015 | 202 | 198 | 198 | 197 | 213 | 204 |
| 2014 | 277 | 262 | 261 | 260 | 302 | 301 |
| 2013 | 346 | 342 | 340 | 342 | 355 | 352 |
| 2012 | 269 | 264 | 261 | 259 | 282 | 279 |
| 2011 | 438 | 436 | 433 | 430 | 446 | 446 |
| 2010 | 532 | 530 | 496 | 505 | 567 | 560 |
| 2009 | 376 | 369 | 369 | 369 | 388 | 388 |
| 2008 | 460 | 414 | 414 | 414 | 537 | 523 |
| 2007 | 289 | 273 | 273 | 273 | 313 | 312 |
| 2006 | 527 | 528 | 528 | 528 | 526 | 526 |

Gjennomsnittlig dagspris på kraft for Norge (KPI-justert)



* <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/konsumpriser/statistikk/konsumprisindeksen>

Kilde: Syspower, ENTSO-E



Kraft | Kraftutveksling

Utvekslingskapasitet

Den tilgjengelige eksportkapasiteten på mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet var på 75 prosent i 2021, mens tilgjengelig importkapasitet var 71 prosent. Dette er en økning i tilgjengelighet sammenliknet med året før. I løpet av et drøyt år har Norge fått to nye mellomlandsforbindelser. I desember 2020 ble kabelen NordLink mellom Sørvest-Norge (NO2) og Tyskland (DE) satt i prøvedrift. I oktober 2021 ble kabelen North Sea Link (NSL) mellom Sørvest-Norge (NO2) og Storbritannia (UK) satt i drift. NordLink og NSL økte utvekslingskapasitet med 1400 MW hver. I likhet med NordLink har NSL vært i prøvedrift den første tiden og har siden oppstarten hatt en tilgjengelig kapasitet på 700 MW.

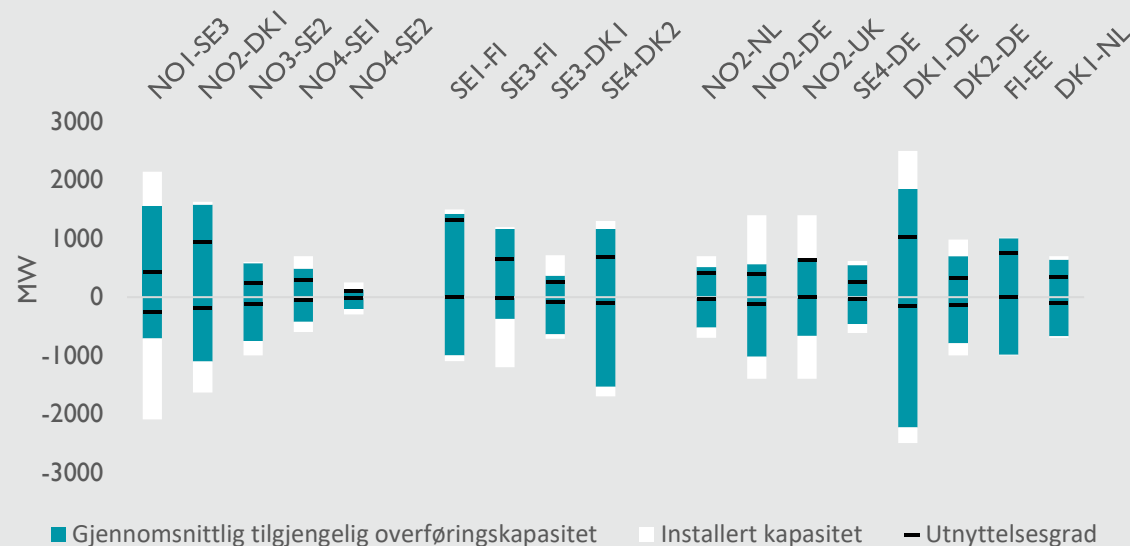
Mellomlandsforbindelsene fra Norge til Nederland, Tyskland og Danmark ble hovedsakelig brukt til eksport gjennom året. I store deler av tiden var all tilgjengelig kapasitet utnyttet. I slike situasjoner oppstår det flaskehals i nettet og forklarer hvorfor Norge i disse timene ikke har hatt like høye priser som i landene vi utveksler kraft med.

Tilgjengelig kapasitet på NordLink var i snitt 47 prosent retning Tyskland (eksport) og 81 prosent i retning Norge (import). Det er fortsatt en feil fra 2019 på Skagerrak 4 som begrenser kapasiteten mellom Norge og Danmark. Kapasitetsbegrensningen var størst i retning Norge i 2021.

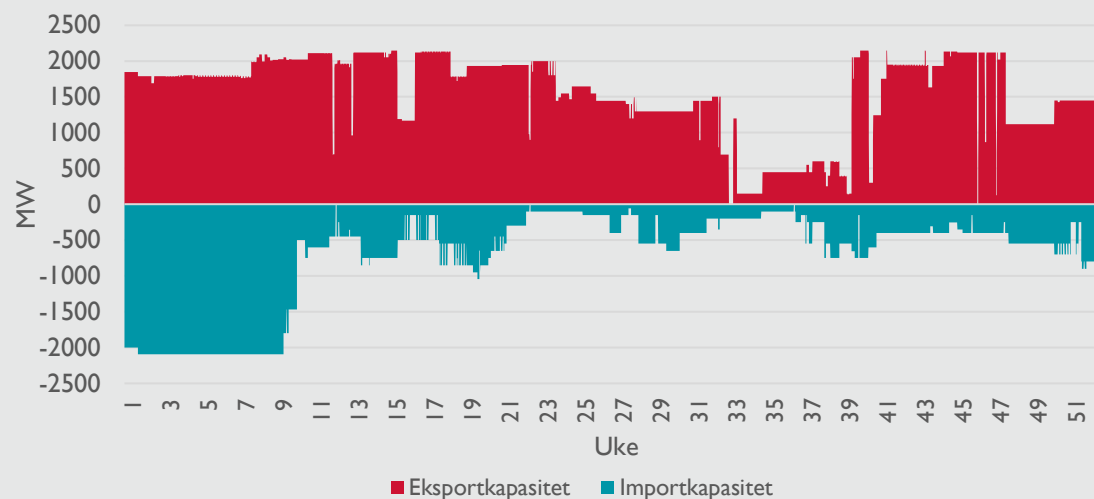
Tilgjengelig kapasitet mellom Nord-Norge (NO4) og Nord-Sverige var tidvis redusert gjennom året. Tilgjengelig eksportkapasitet var 51 prosent og importkapasitet 68 prosent. Tidvis lav eksportkapasitet bidro til at Nord-Norge hadde perioder med langt lavere kraftpris enn sine naboprisområder.

Kapasiteten på forbindelsen mellom Sørøst-Norge (NO1) og Sør-Sverige (SE3) var redusert i begge retninger gjennom året. Det var i størst grad importkapasiteten som var redusert. Fra mars og utover året varierte tilgjengelighetsgraden for import fra 6 til 33 prosent av installert kapasitet. Dette gjorde at Sørøst-Norge ikke i like stor grad som tidligere hadde mulighet til å importere kraft fra Sør-Sverige. Årsaken for begrensningene var hovedsakelig de vedvarende utfordringer knyttet til kraftflyten gjennom SE3. I tillegg til redusert flyt fra Sverige til Norge førte utfordringene i SE3 til redusert kraftflyt fra Finland til Sverige og nord til sør internt i Sverige. Planlagt vedlikehold i både i det svenske og norske nettet bidro også til at kapasiteten ble ytterligere redusert i enkelte perioder. At det var begrensninger mellom Nord-Sverige (SE2) og Sør-Sverige (SE3) bidro til et større prisskille mellom nord og sør både i Sverige og Norge. Figuren til høyre viser tilgjengelig utvekslingskapasitet mellom Sørøst-Norge (NO1) og Sør-Sverige (SE3) gjennom 2021.

Tilgjengelig overføringskapasitet i Norden i 2021



Utvekslingskapasitet mellom NO1 og SE3





Kraft | Kraftutveksling

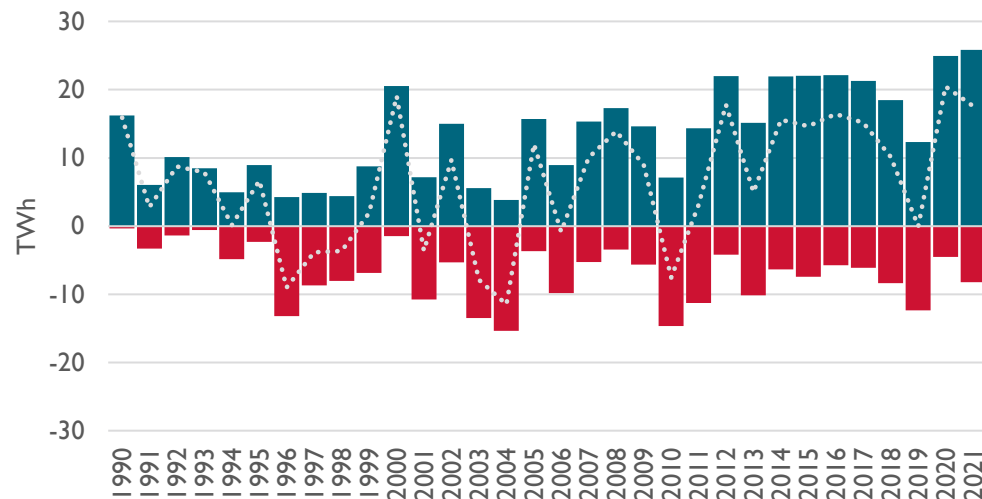
Høy eksport

I 2021 ble det importert 8,2 TWh og eksportert 25,8 TWh. Dette resulterte i at Norge hadde en nettoeksport på 17,6 TWh. Den økte utvekslingskapasiteten ga muligheter til både høyere eksport og import av kraft enn tidligere år.

En nettoeksport på 17,6 TWh er 2,9 TWh lavere enn 2020, men 5,2 TWh høyere enn gjennomsnittet de siste 5 årene. 2020 var et år med historisk sterk hydrologisk balanse, og svært lave kraftpriser i Norge sammenlignet landene vi har utvekslingskapasitet med. I 2021 var situasjonen annerledes, med tørrere vær, høyere forbruk og historisk høye kraftpriser. Selv om prisene i Norge var høye, var de ennå høyere i flere av landene vi handler med. Dette bidro til nok et år med høy nettoeksport, til tross for at ressurstilgangen i Norge var svakere i 2021 enn 2020.

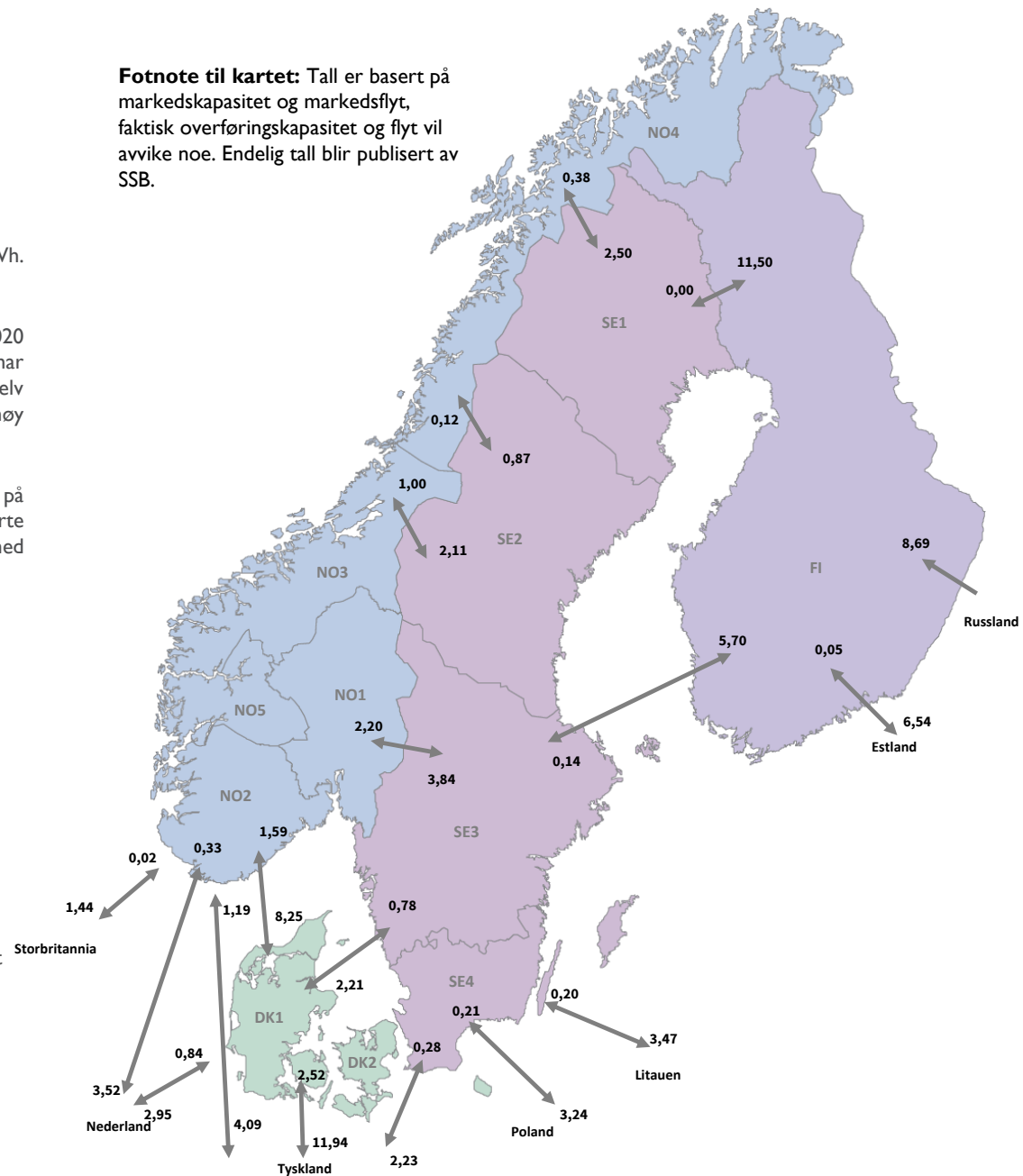
En stor andel av utvekslingskapasitet til Norge er mellom Sørvest-Norge (NO2) og kontinentet. Svært høye kraftpriser på kontinentet bidro til at det var høy nettoeksport tross en svakere hydrologisk situasjonen i sørlige Norge. Norge importerte stort sett i korte perioder ved høy vind- og solkraftproduksjon på kontinentet. Da regulerte norske vannkraftprodusenter ned sin produksjon og en større del av det norske forbruket ble dekket av import.

Utveksling for Norge 1990-2021



■ Eksport
■ Import
..... Nettoeksport

Fotnote til kartet: Tall er basert på markedskapasitet og markedsflyt, faktisk overføringskapasitet og flyt vil avvike noe. Endelig tall blir publisert av SSB.





Terminkontrakter | CO₂-kvoter

Mer enn doubling av kvoteprisen i 2021

Prisen på CO₂-kvoter økte med 126 prosent i løpet av 2021. Ved inngangen av året lå kvoteprisen på 354 kr/tonn. Ved utgangen av året hadde denne kvoteprisen steget til 799 kr/tonn. Etersom kraftprodusenter er forpliktet til å betale for sine CO₂-utslipp, har økt kvotepris bidratt til å øke kostnadene for fossil kraftproduksjonen i 2021. Selv om det har blitt bygget ut mye sol- og vindkraft i Europa de siste årene, er det fremdeles mye kull- og gasskraft igjen i den europeiske kraftforsyningen.

Figuren til høyre viser prisutviklingen for CO₂-kvoter gjennom 2021 for levering desember 2022. Nye klimamål for EU ble bestemt desember 2020, og markedet reagerte på videre forhandlingene i EU som pågikk i starten av 2021. I april vedtok EU en ny klimalov og oppjustert klimamål for 2030 om netto utslippskutt på minst 55 prosent sammenlignet med utslippene i 1990. Dette var en oppjustering fra tidligere vedtatt 40 prosent. Økt etterspørsel for både kull og gass bidro også til økt behov for kvoter.

I september flatet prisveksten noe ut og falt gjennom november. Usikkerhet om forhandling rundt klimamål og EUs klimapakke «Klar for 55» bidro til å holde prisen relativt stabil fram mot november. Ved overgangen til november hadde prisen en bratt økning fram til starten av desember før den ble noe redusert mot slutten av året. Den store oppgangen gjennom desember var blant annet på grunn av forventinger til COP26 og strengere globale klimamål.

CO₂-kvoter med levering i desember 2022



| | Pris 04.01.2021 | Pris 30.12.2021 | Endring i kr | Endring i % |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|-------------|
| CO ₂ -kvote (kr/tonn) | 354 | 799 | 445 | 126 % |



Kraft | Brensel og CO₂-kvoter

Produksjonskostnad for gass- og kullkraft gjennom 2021

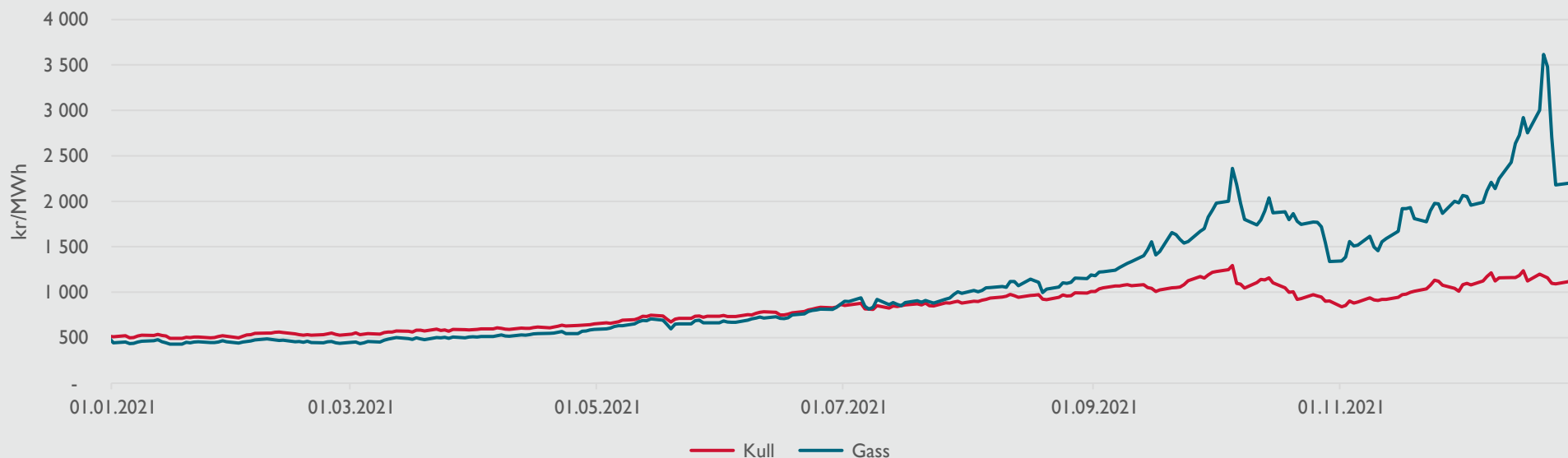
Den kraftige økningen i gassprisen skyldes i hovedsak at det var lite tilgang på gass i det europeiske markedet. Gassmarkedet er globalt, og det er flere faktorer som påvirket prisutviklingen gjennom 2021. I store deler av Europa brukes gass til både oppvarming og kraftproduksjon, det er derfor om vinteren det er høyest forbruk av gass.

Vinteren 2020/2021 var kald og relativ lang i store deler av Europa. Dette bidro til et høyt forbruk av gass til både oppvarming og kraftproduksjon. Dette resulterte i lave gasslagre i flere land ved slutten av vinteren. Videre bidro en jevn økning i etterspørselen etter gass globalt til økte priser. Spesielt har økt etterspørsel fra blant annet Asia gjort at Europa har hatt mindre tilførsel av gass i form av LNG. LNG er flytende naturgass som fraktes med båter og kan derfor i større grad endre kurs basert på hvilke markeder som har størst behov for gass og som tilbyr den høyeste prisen. Dette skjer samtidig som Europa sin egen gassproduksjon har blitt redusert sammenlignet med tidligere år. Vi ser på figuren at gass- og kullprisen ved kraftproduksjon økte jevnt fram mot sommeren. Ved slutten av sommeren så vi et skifte hvor gasskraftproduksjon ble dyrere enn kullkraftproduksjon. Videre så vi en stor oppgang i gassprisen utover året. Samtidig som prisen for gass ble svært høy har også gasskraft fått en

viktigere rolle i det europeiske kraftmarkedet. Flere land har lagt ned sine kullkraftverk, og deler av denne produksjonen er blitt erstattet av gasskraft. Siden 2016 er det blitt produsert mer kraft fra gasskraft enn fra kullkraft i EU. Det vil si at gasskraft har erstattet kullkraft som den prissettende teknologien i mange av årets timer, Gassprisen har derfor i dag en større innflytelse på kraftprisen, sammenlignet med situasjonen noen år tilbake. Mot slutten av året så man en relativt stor reduksjon i gassprisen. Forventinger om en mild vinter og økt LNG-leveranse er noen av faktorene som bidro til reduksjonen. Man har sett stor volatilitet i gassprisen i 2021, et signal om at markedet er sensitivt til små endringer i leveranse, temperatur og politiske utspill.

Kullprisen har også økt mye i 2021, men ikke i samme grad som gassprisene. Kull- og gassmarkedet påvirker hverandre, da de er konkurrerende brenslere for kraftproduksjon. Selv om de ofte følger hverandre er det også ulike faktorer som påvirker de to brenslene.

Estimert produksjonskostnad for kullkraft- og gasskraftproduksjon



* Figuren under viser produksjonskostnad for kullkraft- og gasskraftproduksjon basert på løpende brensel- og CO₂-kvotepris gjennom 2021. Tall for produksjonskostnaden er kun en indikator. Ulike kraftverk vil ha ulik virkningsgrad og brensel- og driftskostnader. Faktisk kostnad for kraftproduksjon kan derfor variere fra kraftverkene.

Gassproduksjon:
Brenselfaktor: 1 (MWh/MWh gass)
Utslippsfaktor: 0,2 (tCO₂/MWh)
Virkningsgrad: 54 (prosent)

Kullkraft:
Brenselfaktor: 6,69 (MWh/tonn kull)
Utslippsfaktor: 0,34 (tCO₂/MWh)
Virkningsgrad: 34 (prosent)



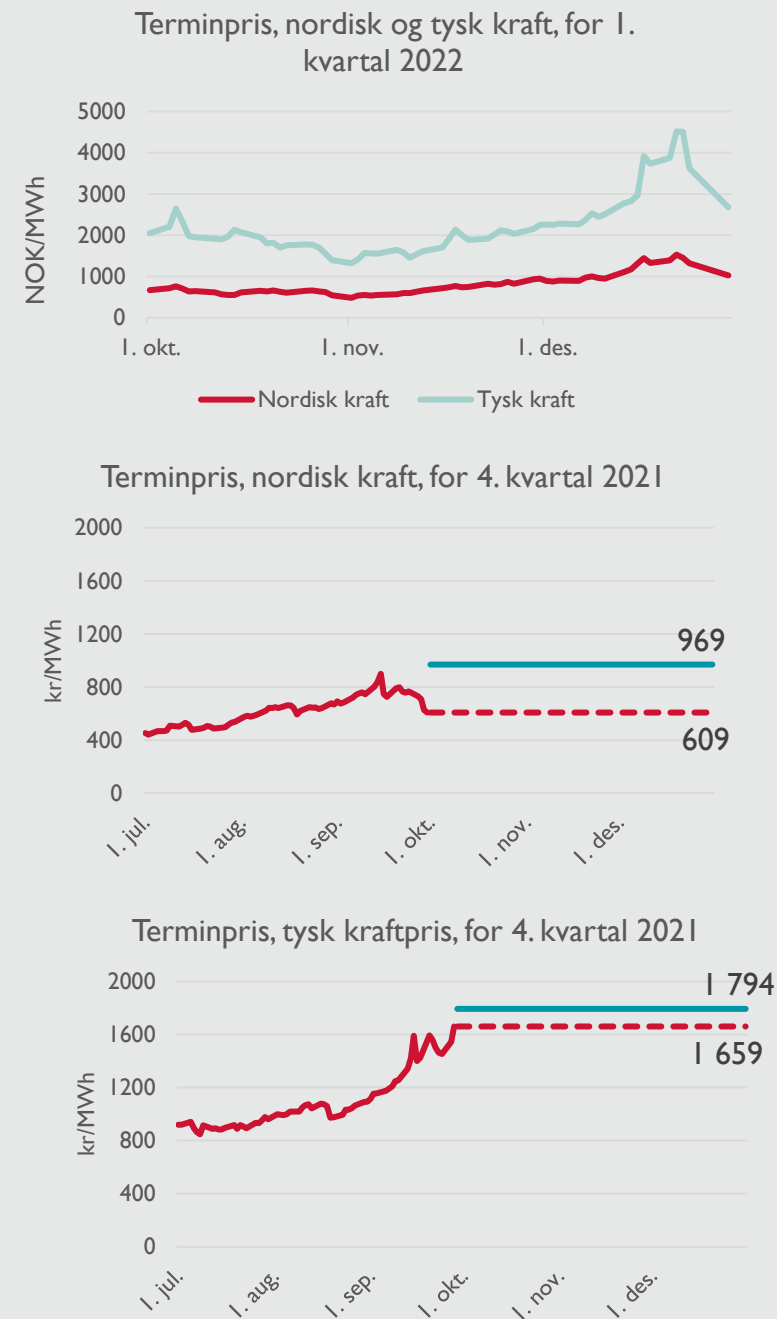
Terminkontrakter | Kraft

Kraftprisen ble høyere enn markedsforsventningen

Prisen på en kraftkontrakt fram i tid (terminkontrakt) avspeiler markedets forventning om kraftprisen i en gitt tidsperiode i fremtiden. Den øverste figuren viser utviklingen i terminkontrakten for nordisk og tysk kraft med leveranse første kvartal 2022. Gjennom fjerde kvartal 2021 økte prisen på nordisk kraft fra 669 kr/MWh, til 1029 kr/MWh, en økning på 54 prosent. Oppgangen hadde blant annet sammenheng med økte kraftpriser i land Norden har mellomlandsforbindelser til. Høye brenselspriser og CO₂-kvotepri bidro til å øke kraftprisen i Europa. Dette ser vi også ved at terminprisen på tysk kraft økte fra 2048 kr/MWh til 2681 kr/MWh i løpet av kvartalet. Det er en økning på 31 prosent. At kontraktene for første kvartal for de nordiske og tyske kraftprisene gikk til levering på et høyt nivå, er en indikasjon på at markedet forventet høye kraftpriser for dette kvartalet.

At markedets forventning ikke alltid slår til, er illustrert i den midterste figuren. Den viser prisutviklingen i terminkontrakten til nordisk kraft for fjerde kvartal 2021, fra starten av juli 2021 fram til siste handelsdag ved overgangen til fjerde kvartal. Stiplet linje viser terminprisen ved siste handelsdag. Blå heltrukket linje viser faktisk gjennomsnittlig systempris for fjerde kvartal. Faktisk pris ble 60 prosent høyere enn terminkontrakten ved siste handelsdag. Merk at terminprisene falt mye mot slutten av kvartalet, da det kom relativt store mengder nedbør, og bidro til nedgangen i terminprisen i tiden før siste handelsdag. En av årsakene til den store forskjellen mellom forventet og realisert kraftpris var prisøkningen på gasspris gjennom fjerde kvartal. Den nederste figuren viser tilsvarende prisutvikling for Tyskland. Her ble faktisk pris 8 prosent høyere enn terminkontrakten ved siste handelsdag.

| Terminkontrakt for Q1 2022 | Pris 01.10.2021 | Pris 29.12.2021 | Endring i kr | Endring i % |
|----------------------------|-----------------|-----------------|--------------|-------------|
| Nordisk kraft (kr/MWh) | 669 | 1029 | 360 | 54 % |
| Tysk kraft (kr/MWh) | 2048 | 2681 | 633 | 31 % |





Sluttbrukerpriser |

Fjerde kvartal 2021

Figuren til høyre viser månedlig prisutvikling (øre/kWh) for variabelpris-, og spotpriskontrakter de siste fem årene. Grafen viser at prisene for spotpriskontrakter i Sørøst-Norge (NO1) fortsetter å være høyere enn den nasjonale gjennomsnittsprisen for variabelpriskontrakter i hele fjerde kvartal 2021. Dette er ulikt fra prisene i fjerde kvartal de foregående fire årene, hvor prisene for spotpriskontrakter i Sørøst-Norge har vært lavere enn prisen for variabelpriskontrakter. Til sammenlikning har spotpriskontrakter i Nord-Norge (NO4) vært billigere enn det nasjonale gjennomsnittet for variabelpriskontrakter gjennom hele fjerde kvartal.

Tabellen viser gjennomsnittlig strømpris for ulike avtaletyper i husholdningsmarkedet i fjerde kvartal. Det er fortsatt store prisforskjeller mellom ulike områder i Norge. I de tre sørlige prisområdene var gjennomsnittsprisen på spotpriskontrakter omtrent 162 øre/kWh, en økning på 55 prosent fra tredje kvartal 2021. For de to nordligste prisområdene var prisen lavere, og Midt-Norge (NO3) hadde 20 prosent lavere gjennomsnittspris i fjerde kvartal sammenlignet med kvartalet før.

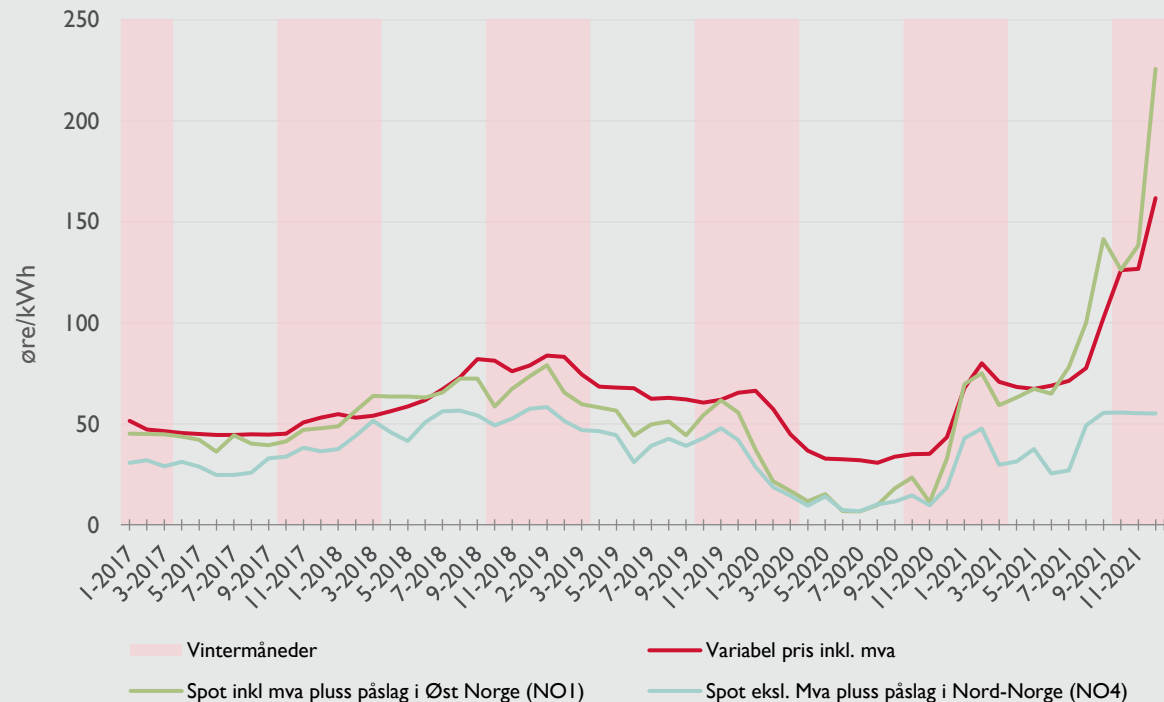
Prisene i fjerde kvartal er høyere for alle kontrakter sammenlignet fjerde kvartal 2019 og 2020. Økningen er størst for spotpriskontrakter. I Nord- og Midt-Norge var prisen for spotpriskontrakter omtrent tredoblet seg fra samme kvartal i 2020. I de tre sørlige prisområdene ble spotpriskontrakter over 7 ganger dyrere enn samme kvartal 2020. Sammenlignet med fjerde kvartal 2019 har prisen på spotpriskontrakter tredoblet seg i de sørligste prisområdene, mens i Nord-Norge er økningen på 9 prosent.

Prisen på 1-årige fastpriskontrakter har økt med 150 prosent sammenlignet med fjerde kvartal 2020 og 80 prosent sammenlignet med fjerde kvartal 2019.

For å beregne prisen på spotpriskontraktene har NVE estimert et påslag på 4,4 øre/kWh inkl. moms (3,5 ekskl. moms i NO4), lagt til månedlig spotpris fra Nord Pool. Priser for variabelpriskontrakter er beregnet ved gjennomsnittsprisen av kontrakter som er tilbudt i flere enn ti nettområder. Fastpriskontraktene er gjennomsnittsprisen av tilbudte fastpriskontrakter i kvartalet.

Prisene på denne siden inkluderer ikke tilbakebetalinger til husholdningskunder etter kompensasjonsordningen for høye strømpriser.

Variabel- og spotpris i NO1 og NO4 (KPI-justert) de siste 5 årene



| Priser på kontrakter (i øre/kWh) (Ikke KPI-justert) | 4. Kvartal 2021 | Endring fra 3. kvartal 2021 | Endring fra 4. kvartal 2020 | Endring fra 4. kvartal 2019 |
|-----------------------------------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Spotpriskontrakt i Sørøst-Norge (NO1) | 162,6 | 57,8 | 141,2 | 109,0 |
| Spotpriskontrakt i Sørvest-Norge (NO2) | 163,0 | 57,5 | 141,7 | 109,5 |
| Spotpriskontrakt i Midt-Norge (NO3) | 57,4 | -14,0 | 38,9 | 5,3 |
| Spotpriskontrakt i Nord-Norge (NO4) | 45,0 | 1,9 | 31,4 | 3,5 |
| Spotpriskontrakt i Vest-Norge (NO5) | 162,4 | 57,6 | 141,4 | 108,7 |
| Variabelpriskontrakt | 139,6 | 53,9 | 103,5 | 80,7 |
| 1-årig fastpriskontrakt | 106,2 | 25,0 | 64,4 | 47,6 |
| 3-årig fastpriskontrakt | 82,8 | 13,8 | 42,7 | 29,9 |



Sluttbrukerpriser |

Fjerde kvartal 2021

Den øverste tabellen viser strømkostnad for fjerde kvartal inkludert mva. for en typisk husholdningskunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh, ekskludert nettleie. En forbruker i Sørøst-Norge (NO1) har brukt ca. 8700 kr mer i fjerde kvartal 2021 sammenlignet med samme kvartal 2020. Sammenlignet med fjerde kvartal 2019 er differansen ca. 7000 kr. For forbrukere i Nord-Norge (NO4) har strømkostnaden vært omtrent 7300 kr lavere enn i Sørøst-Norge. Tallene inkluderer ikke kompensasjon for høye strømpriser som er gitt for desember.

Tabellen viser også estimert kostnad i fjerde kvartal for kunder med 1-årige fastpriskontrakt og årlig forbruk på 20 000 kWh. Kostnadsberegningen er gjort ved å gange estimert forbruk i fjerde kvartal med prisen en kunde vil betale dersom hen inngikk en fastpriskontrakt i uke 1 av 2021, eller første uke i fjerde kvartal 2021 (uke 40).

Figuren viser hva en typisk husholdningskunde i Sørøst-Norge med variabel-, og spotpriskontrakt betalte for strøm, avgifter og nettleie i fjerde kvartal 2019, 2020 og 2021. Totalkostnaden for variabelpriskontrakter økte med 56 prosent i fjerde kvartal 2021 sammenlignet samme kvartal 2020. Sammenlignet med fjerde kvartal 2019 er økningen ved variabelprisavtaler 40 prosent.

De høye kraftprisene gjennom fjerde kvartal har gitt størst utslag for kostnaden av spotprisavtaler. Den totale regningen for nettleie, avgifter og strøm var omtrent 12 100 kr, og økte med 113 prosent sammenlignet med fjerde kvartal 2020, sammenlignet med fjerde kvartal 2019 er økning 72 prosent. Endringene i sluttbrukers strømkostnad i fjerde kvartal 2021 kommer i all hovedsak fra økte spotpriser og ikke fra endringer i avgifter og nettleie.

Støtteordningen til husholdninger i desembermåned er inkludert. Denne er beregnet ved å gange estimert forbruk for desember med støttesatsen satt av regjeringen. Les mer om støtteordningen på RME sine nettsider.* Støtten er lik for alle kontraktstyper.

Kvartalsvis strømkostnad beregnes ved å gange estimert pris for kontraktstypen med antatt forbruk. Prisen på variabelpriskontrakter er beregnet ved gjennomsnittet av kontrakter som er tilbudt i flere enn ti nettområder.

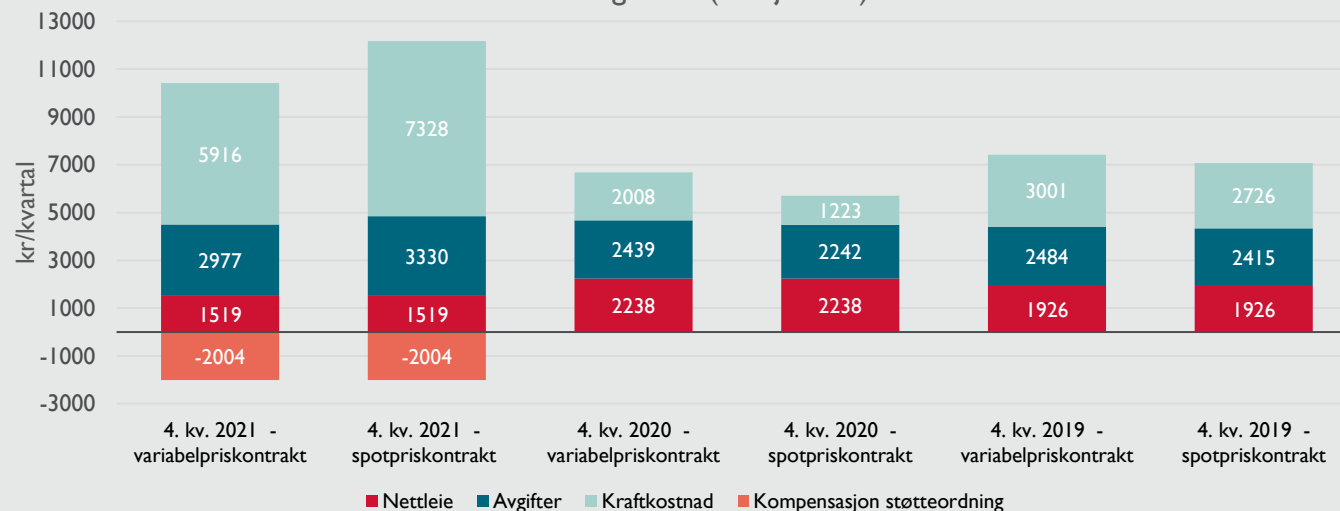
* <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/>

| Kroner per kvartal. 20 000 kWh årlig forbruk | Beregnet | Beregnet | Beregnet | Differanse 4. kv |
|----------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
| | strømkost. 4. kv 2021 | strømkost. 4. kv 2020 | strømkost. 4. kv 2019 | 2021 og 4. kv 2020 |
| Øst-Norge (NO1) | 10205 | 1451 | 3184 | 8754 |
| Sørvest-Norge (NO2) | 10225 | 1451 | 3184 | 8773 |
| Midt-Norge (NO3) | 3635 | 1256 | 3102 | 2380 |
| Nord-Norge (NO4) | 2874 | 923 | 2467 | 1951 |
| Vest-Norge (NO5) | 10187 | 1424 | 3193 | 8764 |
| Variabelpris kontrakt | 8444 | 2383 | 3512 | 6061 |
| 1-årig fastpriskontrakt inngått uke 1* | 4226 | 3389 | 4056 | 837 |
| 1-årig fastpriskontrakt inngått uke 40* | 6133 | 2464 | 3496 | 3669 |

* Tabellen under viser 1-årsfastpris det er tatt utgangspunkt i for å beregne pris for 1-årig fastpriskontrakt i tabellen over.

| | Uke 1 2021 | Uke 40 2021 | Uke 1 2020 | Uke 40 2020 | Uke 1 2019 | Uke 40 2019 |
|----------------------------------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| Pris 1-årig fastpriskontrakt (øre/kWh) | 71,3 | 103,5 | 57,2 | 41,6 | 68,5 | 59,0 |

Totalkostnad for nett- og strømtjenester i 4. kvartal 2021, sammenlignet med 4. kvartal 2020 og 2019 (KPI-justert)





Sluttbrukerpriser |

Året 2021

Den øverste tabellen viser årlig strømkostnad for variabel- og spotpriskontrakter for en gjennomsnittlig husholdningskunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh i Sørøst-Norge (NO1) for årene 2006 til 2021. Vi ser av tabellen at variabelpriskontrakter har vært dyrere enn spotpriskontrakter for alle tidligere år, men at spotpriskontrakter er estimert til å ha vært omtrent 2000 kr dyrere i 2021. Tilsvarende har fastprisaftaler historisk vært dyrere enn spotpriskontrakter, men i 2021 er strømkostnaden for 1-årige fastpriskontrakter er beregnet til å ha vært 4600 kr billigere enn spotpriskontrakter i 2021. For Nord-Norge (NO4) var ikke dette tilfelle, her ble strømkostnaden beregnet ved 1-årige fastpriskontrakter å være omtrent 6200 dyrere enn spotpriskontrakt i 2021.

De ekstraordinære høye prisene gjennom året 2021 har ført til høyere kraftkostnad for alle avtaletyper, sammenlignet med tidligere år. Variabelpriskontrakter var 67 prosent dyrere i 2021 sammenlignet med gjennomsnittskostnaden for variabelpriskontrakter mellom 2010-2020. Spotpriskontrakter var 108 prosent dyrere i 2021 sammenlignet med gjennomsnittskostnaden for spotpriskontrakter i 2010-2020. 1-årige fastpriskontrakter var omtrent 43 prosent dyrere i 2021 sammenlignet med gjennomsnittskostnaden for kontraktstypen mellom 2010-2020.

Figuren viser hva en gjennomsnittlig husholdningskunde på Sørøst-Norge med et årlig forbruk på 20 000 kWh betalte for strøm, nettleie og avgifter i 2019, 2020 og 2021. Nettleiekostnaden i 2021 var omtrent 1500 kr lavere enn 2020, men de økte strømprisene førte til høyere totalkostnad for alle kontraktstyper. Strømsøtten for desember er ikke inkludert i figuren.

Prisen på spotpriskontraktene inkluderer et påslag på 4,4 øre/kWh inkl. moms (3,5 ekskl. moms i NO4).

*Strømkostnad beregnes ved å gange estimert pris for kontraktstypen med antatt årsforbruk på 20000 kWh. Prisen på variabelpriskontrakter er beregnet ved uksgjennomsnittet av kontrakter. Kostnadsberegningen er gjort ved å gange årsforbruket med prisen en kunde vil betale dersom hen inngikk en fastpriskontrakt i uke 1 i året og gjennomsnittsprisen for året for 1-årige fastpriskontrakter. Kraftkostnaden i tabellene er inklusive avgifter, og kraftkostnaden i figuren er eksklusive avgifter.

Årlig strømkostnader for ulike kontrakter*

| KPI-justert | Variabelpris- kontrakt | Spotpriskontrakt NO1 | Spotpriskontrakt NO4. Eks. mva. | 1-årig fastpriskontrakt inngått uke 1 | 1-årig fastpriskontrakt gjennomsnitt for året |
|-------------|---------------------------|-------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 2006 | 15 993 | 14 129 | 14 102 | 11 117 | 15 404 |
| 2007 | 9 629 | 8 320 | 8 204 | 12 333 | 12 244 |
| 2008 | 13 947 | 11 571 | 11 263 | 14 809 | 15 670 |
| 2009 | 11 479 | 10 525 | 8 928 | 13 204 | 11 335 |
| 2010 | 15 228 | 14 923 | 13 052 | 12 175 | 13 570 |
| 2011 | 14 094 | 12 480 | 10 103 | 16 330 | 13 807 |
| 2012 | 8 318 | 8 216 | 6 824 | 11 044 | 10 208 |
| 2013 | 10 509 | 9 965 | 8 122 | 9 878 | 10 076 |
| 2014 | 8 626 | 7 993 | 7 047 | 9 978 | 9 381 |
| 2015 | 7 659 | 6 681 | 5 436 | 9 361 | 8 381 |
| 2016 | 8 248 | 8 124 | 6 123 | 7 067 | 8 246 |
| 2017 | 9 528 | 8 790 | 6 349 | 8 481 | 8 788 |
| 2018 | 13 088 | 12 242 | 9 773 | 9 227 | 12 457 |
| 2019 | 13 981 | 11 843 | 9 213 | 14 348 | 13 409 |
| 2020 | 8 776 | 4 227 | 3 186 | 11 840 | 9 088 |
| 2021 | 17 942 | 19 974 | 8 052 | 14 266 | 15 303 |

Total strømkostnad i 2021, 2020 og 2019 (KPI-justert)

