



NVE

KRAFTSITUASJONEN

Tredje kvartal 2021

Oppsummering av tredje kvartal 2021

Kraftsituasjonen i tredje kvartal har vært preget av høye kraftpriser og et vedvarende prisskille mellom de norske prisområdene.

Ved inngangen til tredje kvartal var magasinfyllingen i Norge på 67,9 prosent, noe som er 2,8 prosentpoeng under medianen¹. Lite nedbør gjennom kvartalet bidro til at vannmagasinene hadde mindre tilsig enn normalt. Fyllingsgraden ved utgangen av kvartalet endte på 64,8 prosent. Dette er 17,7 prosentpoeng under medianen og 2,6 prosentpoeng over historisk minimum. Fyllingsgraden har ikke vært så lav ved utgangen av tredje kvartal siden 2006. Det var spesielt sør i Norge i perioden august og store deler av september at det var langt mindre nedbør enn normalt. I Øst- og Vest-Norge (NO1, NO5) gikk fyllingsgraden under historisk minimum. Nord-Norge (NO4) hadde en bedre ressursituasjon med mer nedbør og fyllingsgraden lå her rundt medianen gjennom kvartalet.

Temperaturene har vært høyere enn normalt gjennom store deler av kvartalet, unntaket var deler av Midt- og Nord-Norge i august. Totalt ble det norske kraftforbruket på 27,5 TWh i tredje kvartal². Dette er ca. 0,6 TWh eller 2 prosent mer enn gjennomsnittet de siste fem årene. Den kraftintensive industrien har hatt et høyt kraftforbruk i perioden, mens forbruket i alminnelig forsyning har gått noe ned sammenlignet med tredje kvartal i fjor.

Totalt ble det produsert 32,7 TWh kraft i Norge i løpet av tredje kvartal. Det er 6 prosent mindre enn samme periode i fjor, som var et år med rekordhøy produksjon. Sammenlignet med de siste fem årene var produksjonen i tredje kvartal 1,4 prosent over gjennomsnittet. Vindkraft utgjorde rundt syv prosent av den totale norske kraftproduksjonen. Norge var nettoeksportør av kraft i samtlige uker i tredje kvartal. Den totale nettoeksporten for kvartalet endte på 5,2 TWh, som er 2,2 TWh mindre enn tredje kvartal i fjor.

Kapasiteten på forbindelsen mellom Øst-Norge (NO1) og Sør-Sverige (SE3) har vært betydelig redusert i begge retninger gjennom kvartalet. Tilgjengelig importkapasitet fra Sverige var på kun 16 prosent av installert kapasitet. Den lave importkapasiteten har ført til at Norge i mindre grad har hatt muligheten til å importere rimelig kraft de timene kraftprisen har vært lavere i Sør-Sverige. Årsaken er hovedsakelig utfordringer knyttet til kraftflyten gjennom SE3. Utfordringer knyttet til kraftflyten har også gitt lavere utvekslingskapasitet mellom Nord- og Sør-Sverige (SE2 og SE3). Dette er en viktig grunn til at det har vært et prisskille mellom prisområdene i nord og sør, både i Norge og Sverige. Vedlikeholdsarbeid i nettet på norsk og svensk side har gitt redusert utvekslingskapasitet på de nordlige forbindelsene mellom Norge og Sverige i store deler av kvartalet. Dette har tidvis gjort at Nord-Norge (NO4) har hatt betydelig lavere

kraftpris enn Midt-Norge (NO3) og Nord-Sverige (SE1, SE2). Mellomlandsforbindelsene fra Norge til Nederland, Tyskland og Danmark har hovedsakelig blitt brukt til eksport i tredje kvartal. I store deler av tiden har all tilgjengelig kapasitet vært utnyttet. I slike situasjoner oppstår det flaskehals i nettet og forklarer hvorfor Norge i disse timene ikke har hatt like høye kraftpriser som i landene vi eksporterer til.

Det har vært et vedvarende prisskille mellom de norske prisområdene gjennom store deler av kvartalet. Kraftprisen i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5) har vært svært høy. Her endte den gjennomsnittlige kraftprisen for kvartalet på rundt 80 øre/kWh. Dette er høyeste kraftprisen for et kvartal noen gang. Sammenlignet med samme periode i 2019 tilsvarer dette en økning på over 140 prosent. Nord-Norge (NO4) har gjennom nesten hele kvartalet hatt lavere kraftpris enn de sørlige områdene, og hadde en gjennomsnittspris for kvartalet på 39,5 øre/kWh. Det er 16 prosent mer enn tredje kvartal i 2019, og den laveste kraftprisen i Norden. I Midt-Norge (NO3) lå kraftprisen i første halvdel av kvartalet mellom prisen i nord og prisen i sør, før den i siste halvdel av kvartalet stort sett har fulgt prisen i Nord-Norge. Her endte gjennomsnittsprisen på 53,6 øre/kWh, 56 prosent mer enn i 2019.

At de sørlige prisområdene har hatt langt høyere kraftpris enn i nord har sammenheng med at prisområdene i sør er tett knyttet til det europeiske kraftmarkedet og har hatt en svakere ressursituasjon enn normalt. Høye kraftpriser i Europa har derfor påvirket kraftprisen i de sørlige prisområdene Norge. En viktig årsak til at kraftprisen har vært så høy i Europa er svært høye 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 dermed også til høyere kraftpriser. Grunnet begrensninger i kraftnettet har ikke områdene i nord (NO3 og NO4) blitt like påvirket av prisene i landene rundt oss som områdene i sør.

De høye kraftprisene har ført til økte kostnader for strømvakter i husholdningsmarkedet, spesielt i sør. For en typisk husholdning på Østlandet ble strømkostnaden for tredje kvartal på rundt 3360 kroner³. Sammenlignet med tredje kvartal i 2019 er det en økning på nesten 2000 kroner. For en typisk husholdning i Nord-Norge ble strømkostnaden omtrent 1370 kroner, som er 200 kroner mer enn samme periode i 2019.

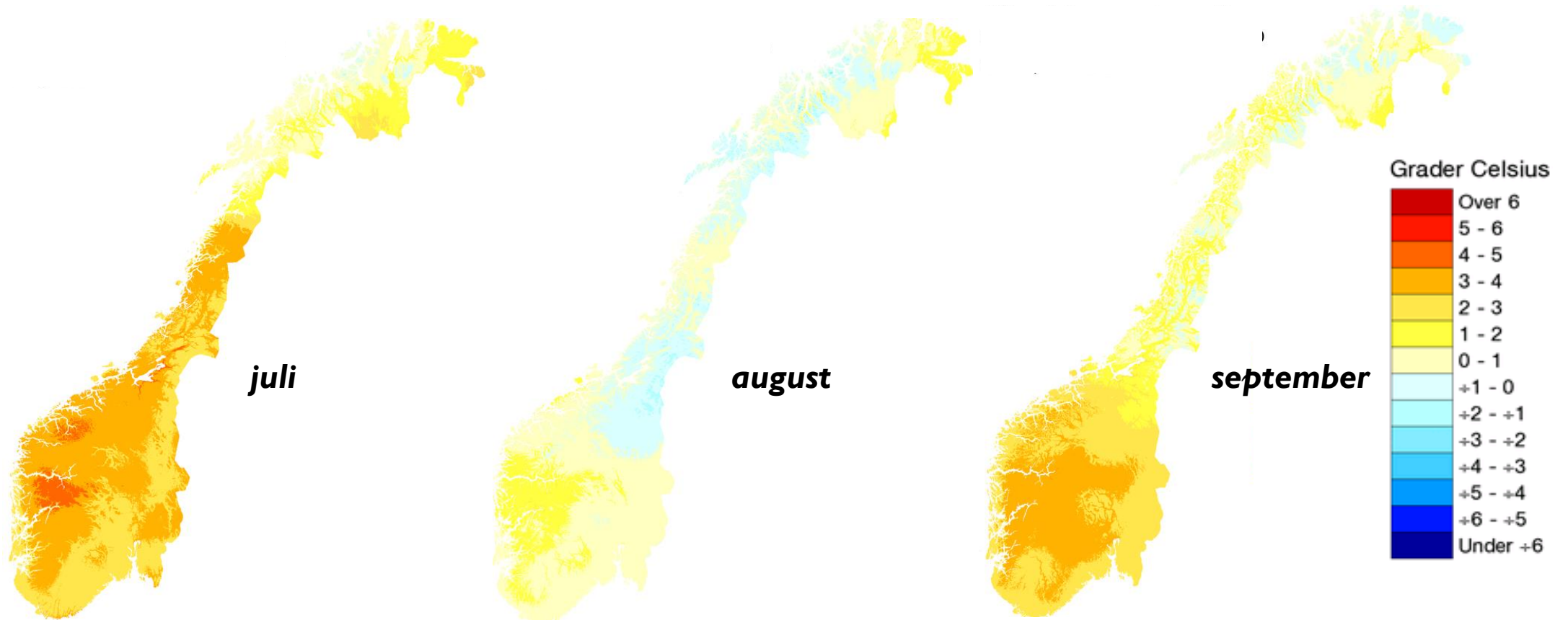
¹ Historisk maksimum, minimum og median er beregnet ut fra de siste 20 årene (2001-2020) om ikke annet er nevnt.

² Norske produksjons- og forbrukstall er statistikk fra SBB.

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

Vær og hydrologi | Temperatur

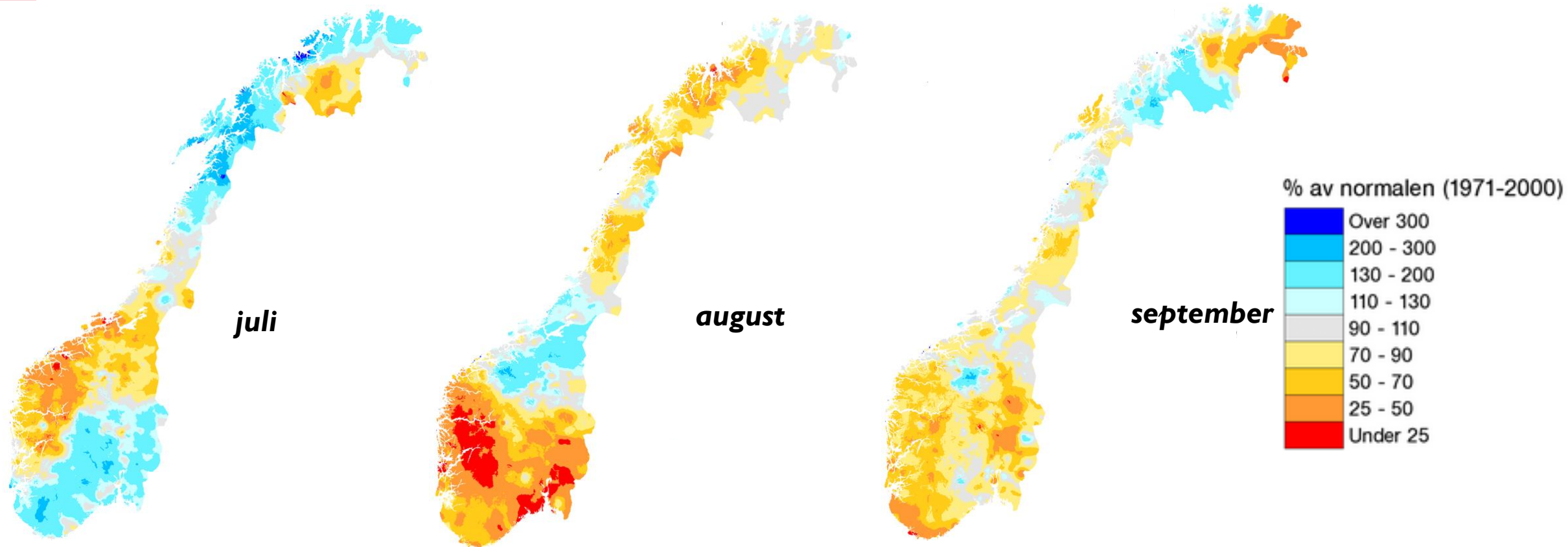
Varm høysommer og mild høststart



Kartene viser avvik fra midlere månedstemperatur (1971-2000) målt i grader celsius for juli, august og september 2021. I juli var månedsmiddeltemperaturen for hele landet 1,6 grader over normalen. Det er den tiende varmeste julimåned siden 1900. Høyeste middeltemperatur hadde Oslofjordområdet med 20 grader. I deler av Vestland fylke var temperaturen 5 grader over normalt, mens høyeste målte temperatur ble målt i Bandak i Troms og Finnmark 5. juli på 34,3 grader. I august var månedsmiddeltemperaturen for landet 0,4 grader under normalen. Noen steder ble det registrert temperaturer ned mot minus 4 grader om natten i Midt-Norge, men det var ingen stasjoner som avvok mye fra månedsnormalen. I september var månedsmiddeltemperaturen for hele landet 0,6 grader over normalen. Relativt mildest var det det i Sør-Norge. Drammen satte ny norgesrekord for september med 28,6 grader 8. september, mens det i Follidal i Innlandet ble målt minus 8,6 grader 4. september.

Vær og hydrologi | Nedbør

Tørt i sørlige Norge og spesielt på Vestlandet

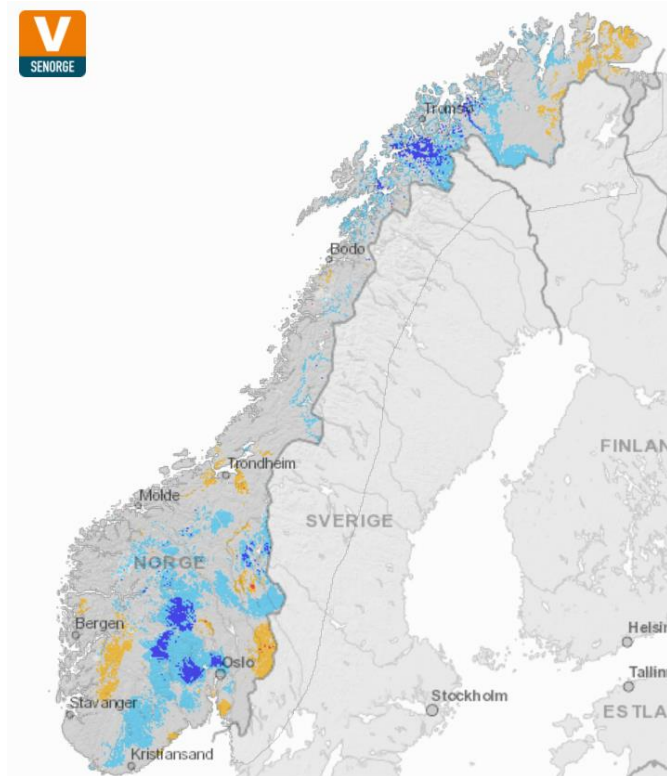


Kartene viser avvik fra midlere månedsnedbør (1971-2000) målt i prosent for juli, august og september 2021. I juli var månedsnedbøren 5 prosent mer enn normalen for hele landet. Mest kom det i Nordland og ytre strøk av Troms og Finnmark med flere stasjoner som fikk 150 – 200 prosent av normalt. På Vestlandet kom tørken med kun 20 – 30 prosent av normal nedbør ved mange stasjoner. På Tjøme i Færder kommune ble det styrtregnrekorder på varigheter fra 10 minutter (26,5 mm) til 90 minutter (82 mm). I august var månedsnedbøren 65 prosent av normalen for hele landet. Tørrest var det i Vestland fylke, Viken og Innlandet med 75 – 90 prosent mindre nedbør enn normalt. I september var månedsnedbøren 85 prosent av normalen. Ved flere met-stasjoner i Agder kom det 65 – 80 prosent mindre enn normalt.

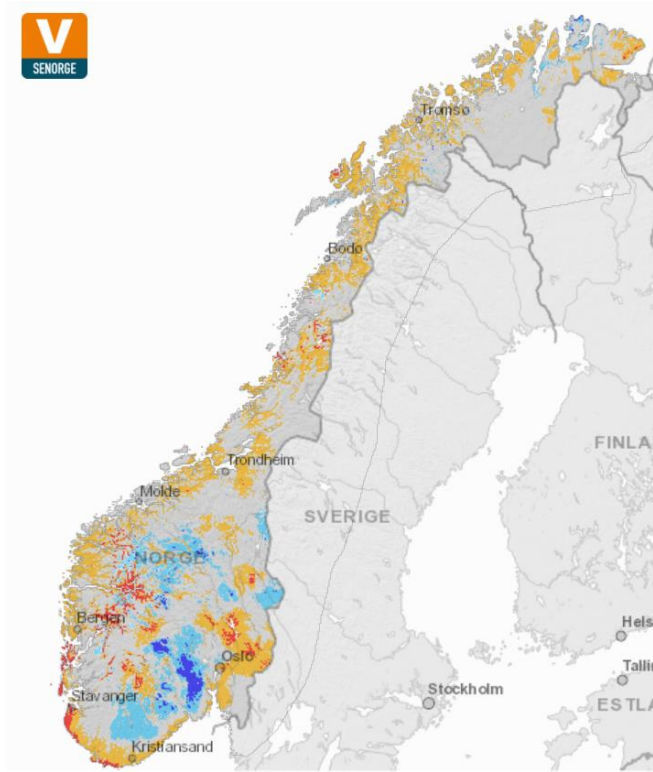
Vær og hydrologi | Mark- og grunnvann

Mindre mark- og grunnvann enn i fjor

30.09.2020



30.09.2021



Kartene viser mark- og grunnvannstilstand for 30. september 2020 og 2021. Fargene i kartene er basert på simuleringer. Ved utgangen av september 2021 viser kartene at det var betydelig tørrere i bakken enn året før i store deler av landet. Det meste av Vestlandet, Sørlandskysten og indre Østlandet skiller seg mest ut, men også i store områder av Nord-Norge var det tørrere i bakken enn for ett år tilbake.



Vær og hydrologi | Nedbør & tilsig

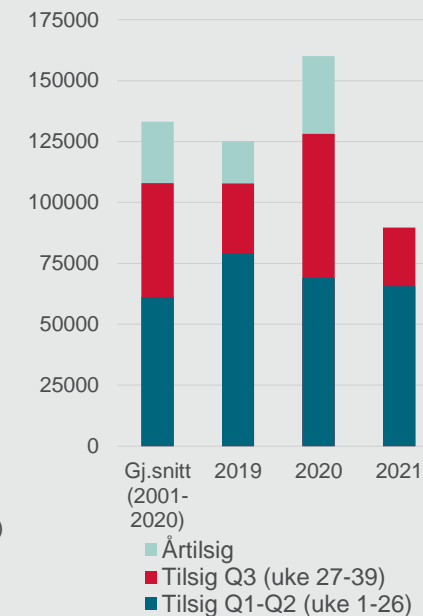
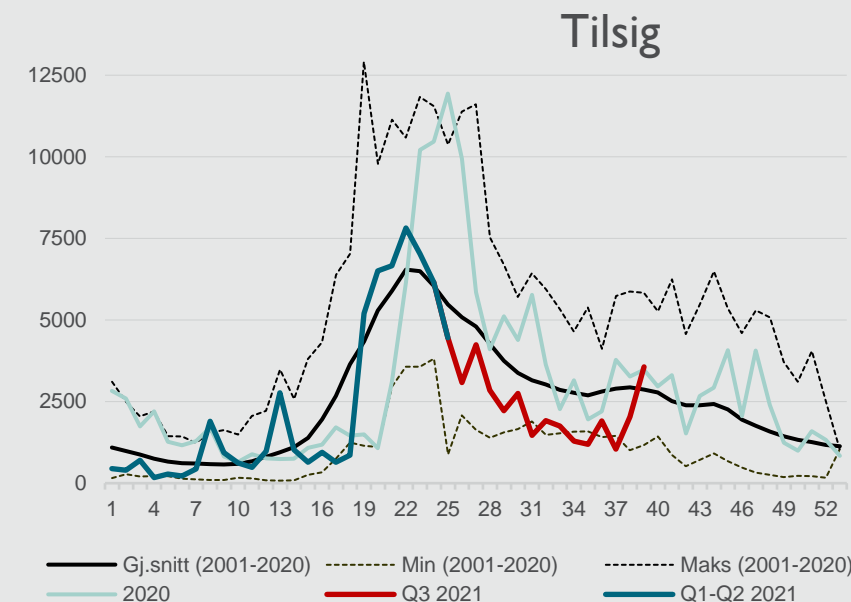
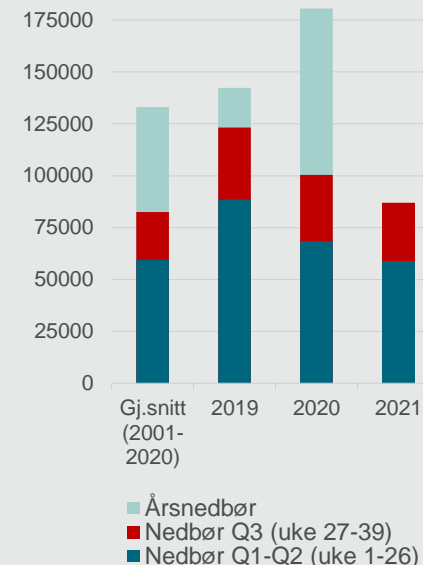
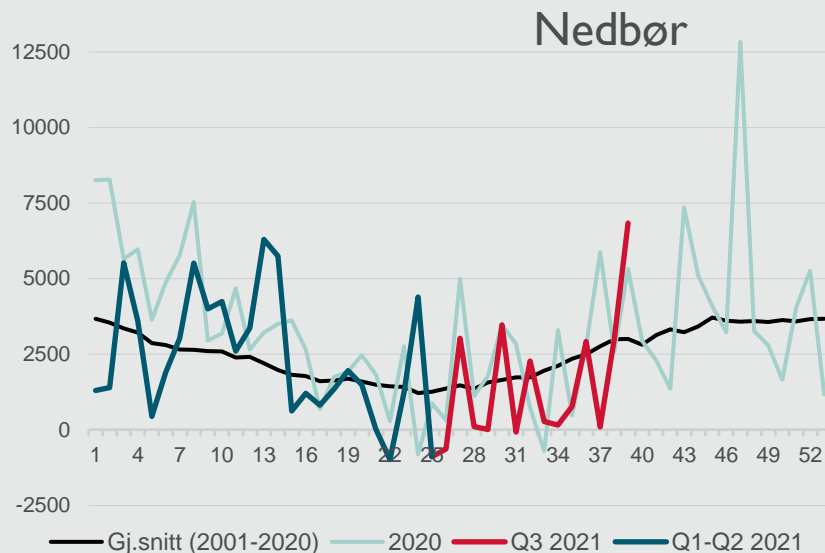
Mindre tilsig enn gjennomsnittet

I tredje kvartal var nedbørene og tilsiget under gjennomsnittet for perioden 2001-2020. Ved utgangen av kvartalet hadde det kommet om lag 5,1 TWh mindre nedbørene og 13,7 TWh mindre tilsig enn gjennomsnittet.

Det kom nær 23 TWh nedbørene i tredje kvartal, som er 18 prosent under gjennomsnittet for perioden 2001-2020. Det var stor variasjon i ukenedbøren, og i den siste uken av kvartalet kom det over dobbelt så mye nedbør som gjennomsnittet.

I august og september var tilsiget til vannkraftmagasinene nær minimumsverdien målt de siste 20 årene. I sum ble tilsiget i tredje kvartal nær 14 TWh lavere enn gjennomsnittet for samme periode.

TWh	Q3 2021 (uke 27-39)	Q3 gjennomsnitt (2001-2020)	Differanse fra gjennomsnitt
Nedbør	22,9	28,0	-5,1
Tilsig	28,5	42,2	-13,7



Vær og hydrologi | Magasinfylling

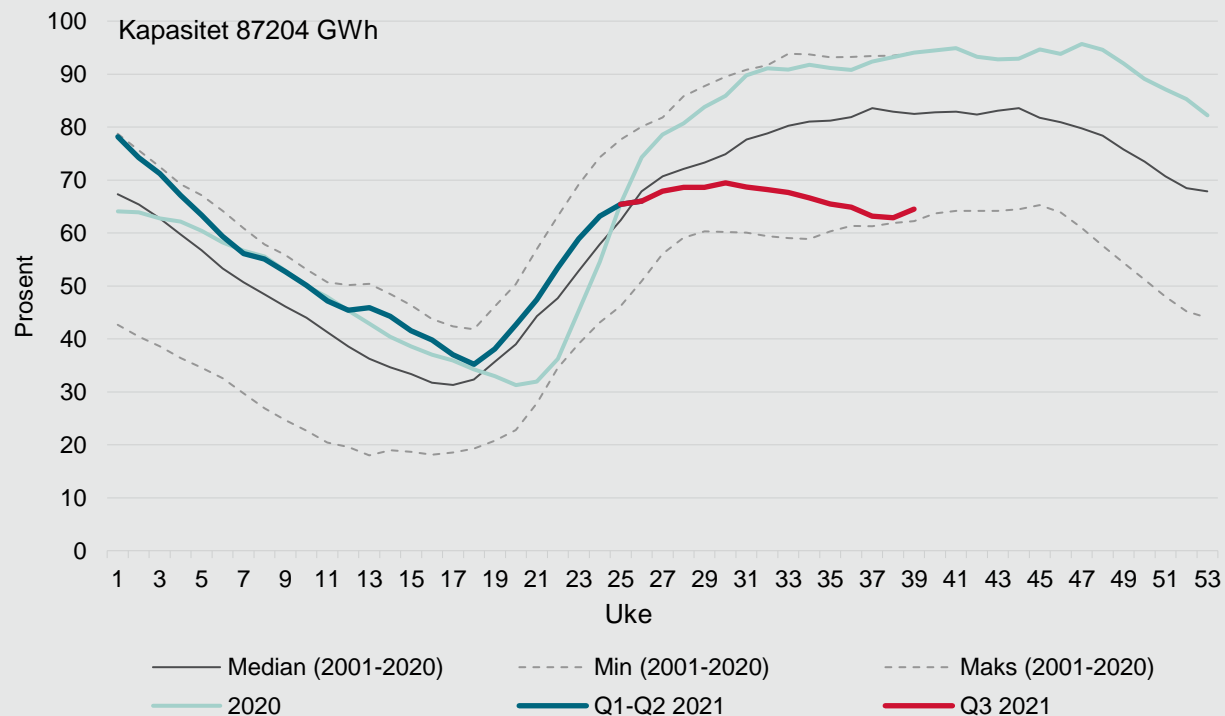
Fyllingsgraden sank gjennom kvartalet

Ved inngangen til tredje kvartal lå fyllingsgraden i magasinene på 67,9 prosent, som er 2,8 prosentpoeng under medianen for de siste 20 årene. Magasinene fyller seg normalt gjennom kvartalet. I tredje kvartal fylte magasinene seg noe opp i løpet av juli måned, og avtok deretter mot slutten september. Dette skyldes lavere tilsig enn gjennomsnittet. Ved slutten av kvartalet økte magasinfyllingen, og fyllingsgraden endte på 64,8 prosent. Dette er 17,7 prosentpoeng under medianen og 2,6 prosentpoeng over minimum.

Figurene på neste side viser fyllingsgraden i de ulike prisområdene i Norge. I løpet av kvartalet gikk fyllingsgraden i Øst- og Vest-Norge (NO1, NO5) under minimumsverdien for de siste 20 årene. Sørvest- og Midt-Norge (NO2, NO3) har nærmet seg minimumsverdien. Historisk minimumsverdi for prisområdene sør i Norge (NO1, NO2, NO5) og Midt-Norge (NO3) er fra 2006.

I Nord-Norge (NO4) lå magasinfyllingen over medianen ved inngangen til kvartalet. Ved utgangen av kvartalet endte magasinfyllingen 2,5 prosentpoeng under medianen.

Norge
Kapasitet 87204 GWh

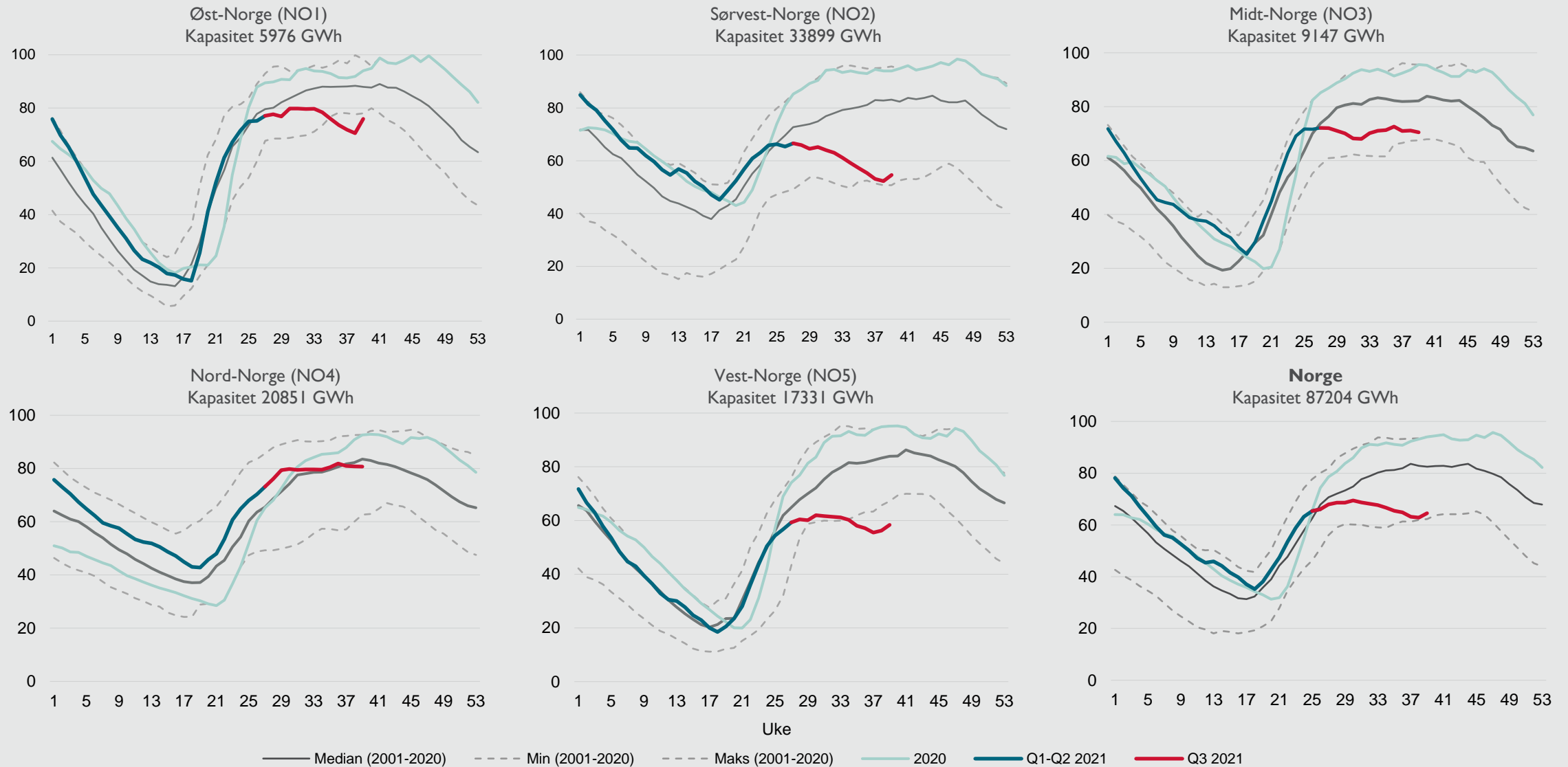


Magasinfylling, i prosent*	Utgang Q3 2021	Utgang Q3 2020	Median Utgang Q3 (2001-2020)	Differanse fra 2020	Differanse fra median
Norge	64,8	94,1	82,5	-29,2	-17,7
NO1	76,0	94,0	88,0	-18,0	-12,0
NO2	55,0	94,0	83,1	-39,1	-28,2
NO3	70,6	95,6	82,2	-25,0	-11,6
NO4	81,0	92,6	83,5	-11,6	-2,5
NO5	58,7	95,2	83,9	-36,5	-25,2

* Verdiene for utgangen av uke 39

Vær og hydrologi | Magasinfyllingen i Norge

Alle prisområdene i Norge

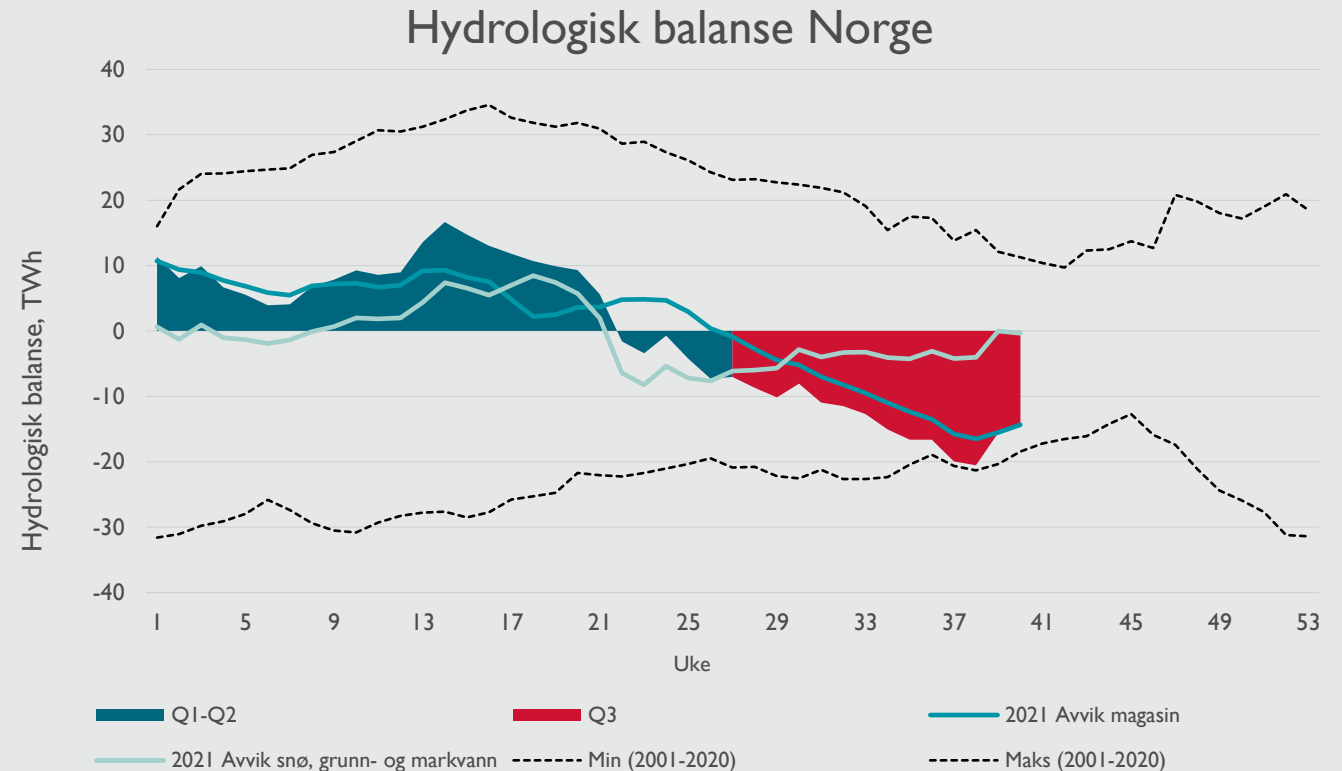


Vær og hydrologi | Hydrologisk balanse

Underskudd gjennom hele kvartalet

Den hydrologiske balansen er summen av avvik i magasin og snø, grunn- og markvann. Ved inngangen til kvartalet var det et hydrologisk underskudd på om lag 7 TWh. Dette skyldes hovedsakelig et underskudd i snø, grunn- og markvann. Det største hydrologiske underskuddet ble registrert i uke 38. Da var summen av avviket i snø, mark- og grunnvann og magasiner på -20,5 TWh.

Gjennom kvartalet økte avviket i magasinfylling og ved utgangen av kvartalet var det 15,5 TWh mindre vann i magasinene enn normalt. Avviket i snø, grunn- og markvann bedret seg gradvis gjennom kvartalet, og endte nær null ved utgangen av kvartalet.



TWh	Inngang Q3 2021*	Utgang Q3 2021*
Avvik magasin	-0,9	-15,5
Avvik snø, grunn- og markvann	-6,1	0,01
Hydrologisk balanse	-7,0	-15,5

* Verdiene er ved utgangen av uke 27 og ved utgangen av uke 39



Kraft | Produksjon og forbruk

Rekordhøy produksjon i Sørvest-Norge

Det ble produsert 32,7 TWh i Norge løpet av tredje kvartal¹. Det er 6 prosent mindre enn samme periode i fjor, som var et år med rekordhøy produksjon. Sammenlignet med de siste fem årene var produksjonen i tredje kvartal 1,4 prosent over gjennomsnittet. De første ukene i juli lå produksjonen over historisk maksimum for de siste fem årene.

Figuren til høyre viser dagsproduksjonen gjennom kvartalet. Stor variasjon i produksjonsvolumet mellom ulike dager sammenfaller ofte med perioder hvor kraftprisen på kontinentet er lav grunnet høy vind- og solkraftproduksjon. Disse dagene regulerer norske produsenter ned sin produksjon og en større del av det norske forbruket blir dekket av import.

Produksjonen i Vest-Norge (NO5) var 23 prosent lavere i tredje kvartal i år enn samme periode i fjor. Sammenlignet med gjennomsnittet for de siste fem årene er nedgangen på 15 prosent. Magasinfyllingsgraden i NO5 har ligget på eller under historisk minimum gjennom store deler av kvartalet.

I Sørvest-Norge (NO2) var produksjonen i tredje kvartal 13 prosent høyere enn gjennomsnittet de siste fem årene. Det er den høyeste produksjonen som er registrert for tredje kvartal noensinne. Høy eksportkapasitet til kontinentet og de høye kraftprisene der kan ha bidratt til den høye produksjonen.

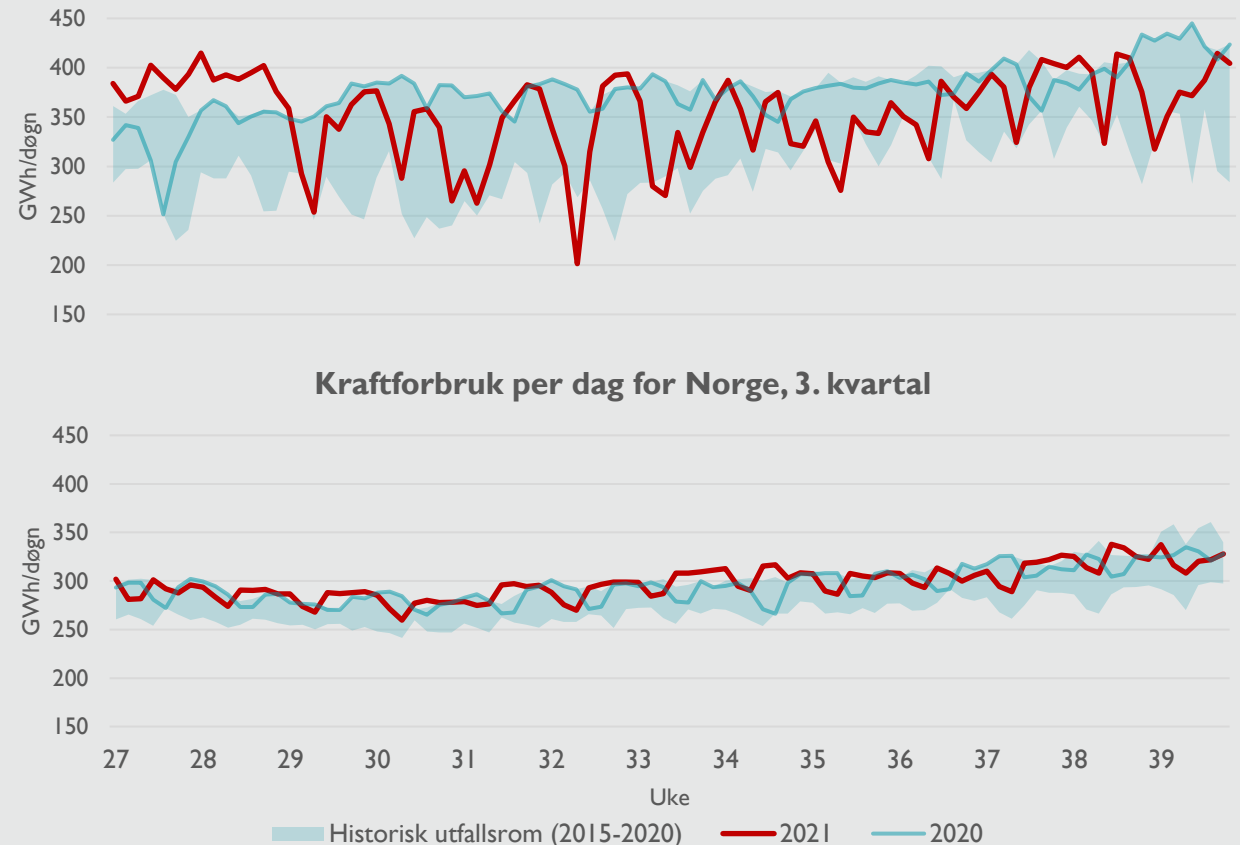
Kraftforbruket i Norge i tredje kvartal var på 27,5 TWh, som er omtrent 0,6 TWh eller 2 prosent mer enn gjennomsnittet de siste fem årene. Den kraftintensive industrien har hatt et høyt kraftforbruk i perioden, mens forbruket i alminnelig forsyning har gått noe ned sammenlignet med tredje kvartal i fjor.

¹ Totalproduksjon av vann-, vind- og varmekraft

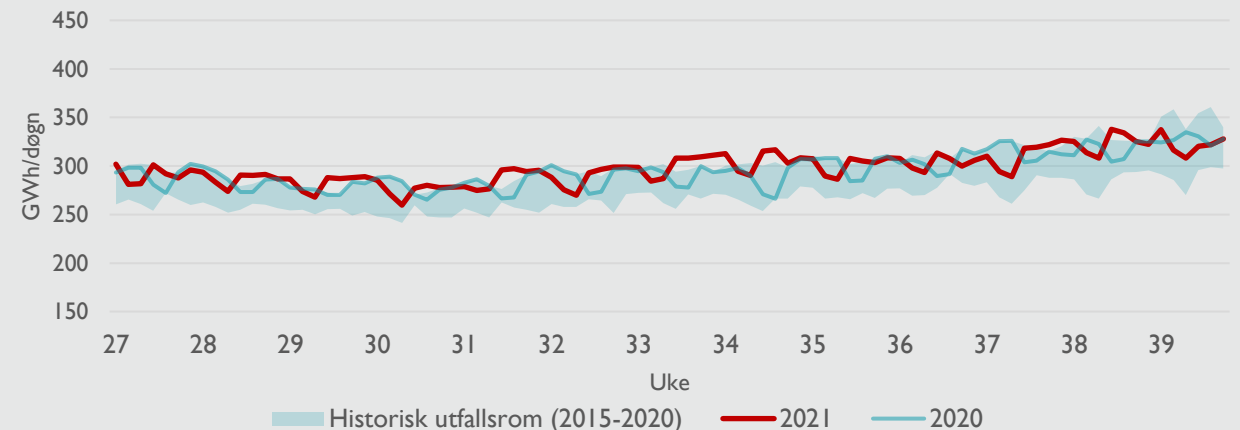
Område	Produksjon (TWh)				Forbruk (TWh)				Balanse (TWh)	
	Q3 2021	Q3 2020	Endring	Endring %	Q3 2021	Q3 2020	Endring	Endring %	Q3 2021	Q3 2020
Norge	32,7	34,9	-2,2	-6 %	27,5	27,5	0,03	0 %	+5,2	+7,4
NO1	3,8	4,2	-0,3	-8 %	6,1	6,3	-0,2	-3 %	-2,3	-2,2
NO2	11,1	10,7	0,4	4 %	8,0	7,7	0,3	4 %	+3,1	+3,0
NO3	5,8	6,2	-0,3	-6 %	6,0	5,6	0,4	7 %	-0,2	+0,5
NO4	5,8	5,7	0,1	1 %	3,8	4,0	-0,2	-4 %	+1,9	+1,7
NO5	6,1	7,9	-1,8	-23 %	3,5	3,6	-0,1	-4 %	+2,6	+4,3

* Produksjon og forbruk for Norge totalt er statistikk fra SSB. Tall for hvert prisområde er foreløpige tall fra Syspower. Sum av alle prisområdene kan derfor avvike fra total for Norge i tabellen.

Kraftproduksjon per dag for Norge, 3. kvartal



Kraftforbruk per dag for Norge, 3. kvartal





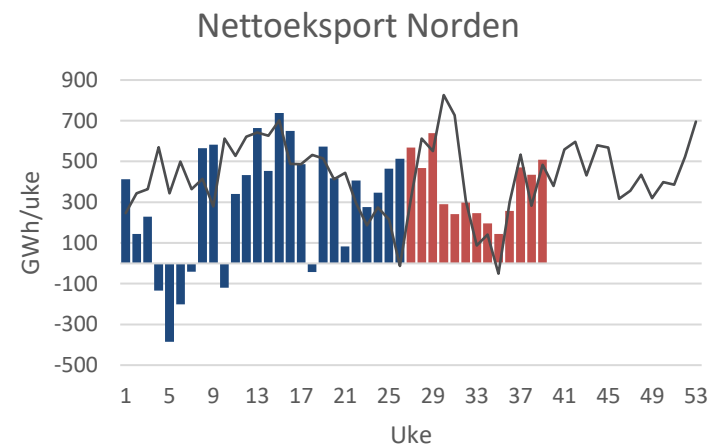
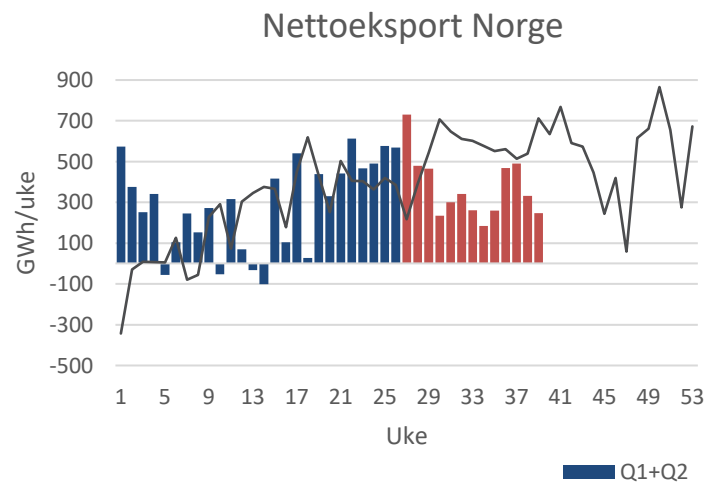
Kraft | Produksjon og forbruk

Nettoeksport i alle uker i Norge og Norden

Det ble produsert 87,0 TWh kraft i Norden i tredje kvartal. Det er 2 prosent mer enn samme kvartal i 2020, og 6 prosent mer enn gjennomsnittet de siste fem årene. Sverige, Danmark og Finland produserte mer kraft i tredje kvartal i år sammenlignet med samme periode i fjor, mens kraftproduksjonen i Norge gikk noe ned. 2020 var imidlertid et år med rekordhøy kraftproduksjon i Norge.

Nordisk kraftforbruk var høyere i tredje kvartal i år enn i fjor. Til sammen var kraftforbruket i Norden på 82,1 TWh i tredje kvartal. Det er 3 prosent mer enn samme kvartal i 2020, og 2,5 prosent mer enn gjennomsnittet de siste 5 årene.

Norden var nettoeksportør av kraft i samtlige uker i tredje kvartal. Den samlede nettoeksporten ut av Norden gikk noe ned fra 2020, og endte på 4,9 TWh for kvartalet. Det er likevel over dobbelt så mye som snittet for de siste 5 årene. Norge var også nettoeksportør av kraft i 13 av 13 uker i tredje kvartal, selv om den totale nettoeksporten for kvartalet gikk ned med litt over 2,2 TWh sammenlignet med tilsvarende periode i 2020. Norsk nettoeksport dette kvartalet var 4 prosent lavere enn gjennomsnittet for tredje kvartal de siste 5 årene.



Produksjon (TWh)	Q3 2021	Q3 2020	Endring	Endring %
Norge	32,7	34,9	-2,2	-6 %
Sverige	34,3	32,1	2,2	7 %
Danmark	6,3	5,1	1,2	23 %
Finland	13,8	13,2	0,5	4 %
Sum Norden	87,0	85,3	1,7	2 %

Forbruk (TWh)	Q3 2021	Q3 2020	Endring	Endring %
Norge	27,5	27,5	0,03	0 %
Sverige	27,9	27,3	0,7	2 %
Danmark	8,4	8,0	0,4	5 %
Finland	18,3	17,2	1,1	6 %
Sum Norden	82,1	79,9	2,2	3 %

Nettoeksport (TWh)	Q3 2021	Q3 2020	Endring	Endring %
Norge	5,2	7,4	-2,2	-30 %
Sverige	6,3	4,8	1,5	31 %
Danmark	-2,2	-2,9	0,8	28 %
Finland	-4,5	-3,9	-0,6	-15 %
Sum Norden	4,9	5,4	-0,5	-9 %

* De norske tallene er statistikk fra SSB. Tall for resten av Norden er foreløpige tall fra Syspower.



Kraft | Vind- og kjernekraftproduksjon

Økt vind- og kjernekraftproduksjon i Norden

I tredje kvartal ble det produsert 2,3 TWh vindkraft i Norge. Det tilsvarer rundt 7 prosent av den totale norske kraftproduksjonen. Sammenlignet med tredje kvartal i 2020 økte vindkraftproduksjonen i Norge med 26 prosent dette kvartalet. I 2020 ble det satt i drift vindkraftverk på til sammen 1777 MW i Norge.

I Norden stod vindkraft for omtrent 15 prosent av kraftproduksjonen i tredje kvartal. Også de andre nordiske landene opplevde en økning i vindkraftproduksjon fra samme kvartal i 2020. Totalt ble det produsert 12,8 TWh vindkraft i Norden i tredje kvartal, 1,4 TWh mer enn i tilsvarende periode i fjor.

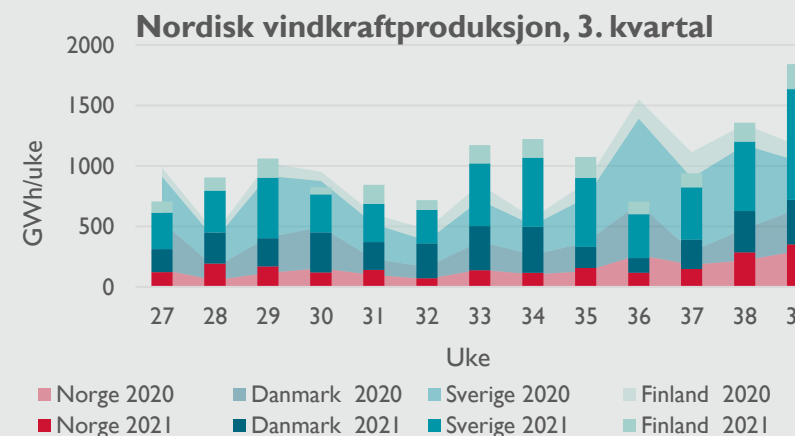
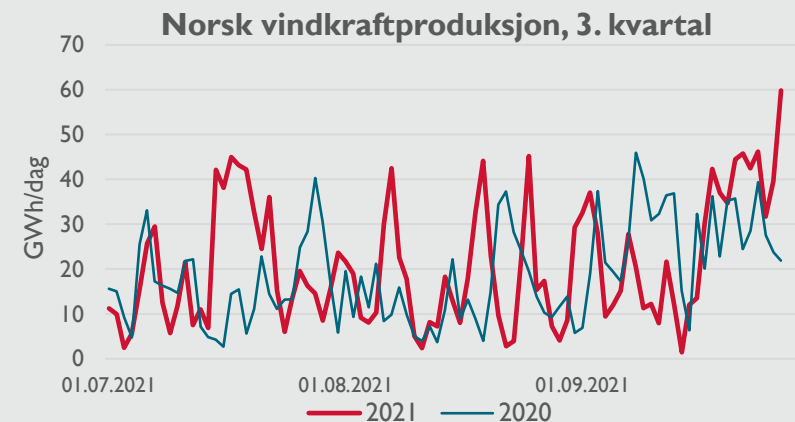
I store deler av Europa har det vært mindre vindressurser enn normalt i 2021. Siden det er satt i drift ny vindkraft de siste årene er det ikke rett fram å sammenligne produksjon fra år til år. Ser man på summen for året fram til utgangen av tredje kvartal har det vært lavere vindkraftproduksjon i 2021 enn i fjor. I Tyskland har det vært 20 prosent lavere vindkraftproduksjon i år enn i 2020. Det er spesielt første kvartal i 2021 som trekker ned. Her var vindkraftproduksjonen 30 prosent lavere enn samme periode i 2020. Både andre og tredje kvartal i 2021 lå på tilnærmet samme nivå som 2020. Tredje kvartal er den perioden av året hvor det typisk er minst vindressurser. For tredje kvartal i år var det 2 prosent mindre vindkraftproduksjon enn i 2020.

Kjernekraftproduksjonen i Norden i tredje kvartal var 15,9 TWh, omtrent 1,3 TWh mer enn samme kvartal i 2020. Sverige stod for mesteparten av økningen, selv om den installerte kapasiteten der er lavere i år etter at reaktoren Ringhals 1 ble lagt ned ved nyttår. En av årsakene til økningen i år er at kjernekraftproduksjonen i Sverige sommeren og høsten 2020 var lavere enn normalt grunnet vedvarende lave kraftpriser, som blant annet førte til forlenget vedlikeholdsarbeid. Kjernekraft utgjorde rundt 18 prosent av kraftproduksjonen i Norden i tredje kvartal.



Kjernekraftproduksjon (TWh)	2021 Q3	2020 Q3
Sverige	10,4	9,3
Finland	5,5	5,3
Norden	15,9	14,6

Installert kapasitet (MW)	2021 Q3	2020 Q3
Sverige	6 839	7 773
Finland	2 794	2 794
Norden	9 633	10 567



Vindkraftproduksjon (TWh)	2021 Q3	2020 Q3
Norge	2,27	1,81
Danmark	3,42	3,08
Sverige	5,48	5,12
Finland	1,60	1,35
Norden	12,77	11,36

Tyskland	19,8	20,1
----------	------	------

* 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.



Kraft | Kraftutveksling

Høy utnyttelse av eksportkapasitet

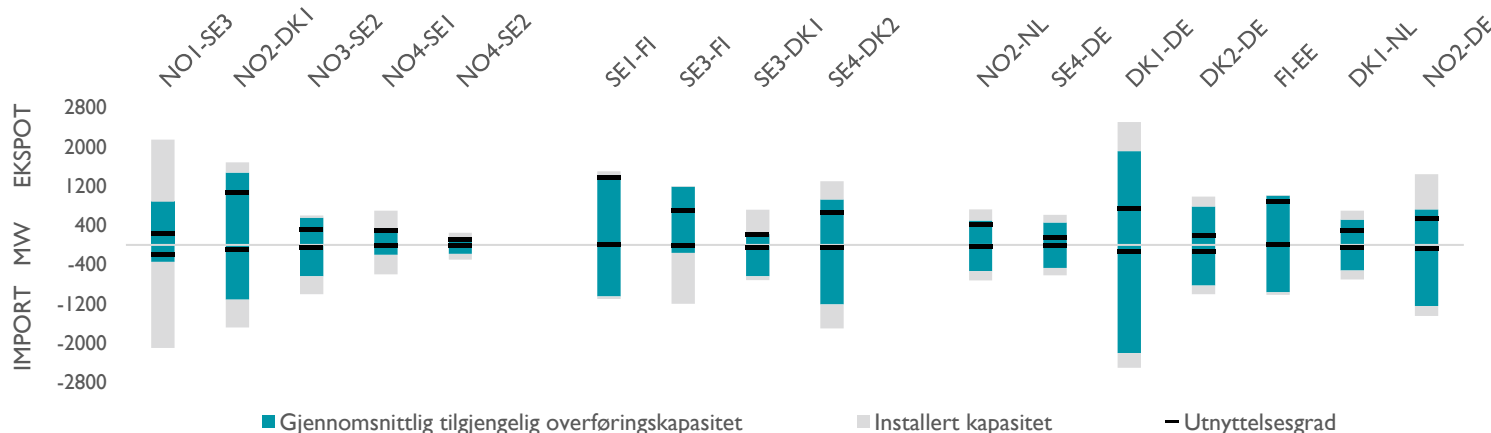
Den tilgjengelige eksportkapasiteten på mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet var på 62 prosent i tredje kvartal. Tilgjengelig importkapasitet var på 57 prosent. Andre og tredje kvartal er som regel en periode med mye planlagt vedlikehold i nettet, noe som ofte begrenser kapasiteten.

Kapasiteten på forbindelsen mellom Øst-Norge (NO1) og Sør-Sverige (SE3) har vært betydelig redusert i begge retninger gjennom kvartalet. Tilgjengelig importkapasitet fra Sverige var på kun 16 prosent av installert kapasitet. Årsaken er hovedsakelig utfordringer knyttet til kraftflyten gjennom SE3. Begrensningene er forventet å vare i lang tid. I tillegg til redusert flyt fra Sverige til Norge har utfordringene i SE3 ført til redusert kraftflyt fra Finland til Sverige og fra nord til sør internt i Sverige. Vedlikeholdsarbeid i nettet på norsk og svensk side har gitt redusert kapasitet på de nordlige forbindelsene mellom Norge og Sverige i store deler av tredje kvartal. Forbindelsene ut av Nord-Norge ble i tredje kvartal brukt nesten utelukkende til eksport, og store deler av tiden ble all tilgjengelig eksportkapasitet utnyttet. Dette bidrar til at Nord-Norge har den laveste kraftprisen i hele Norden.

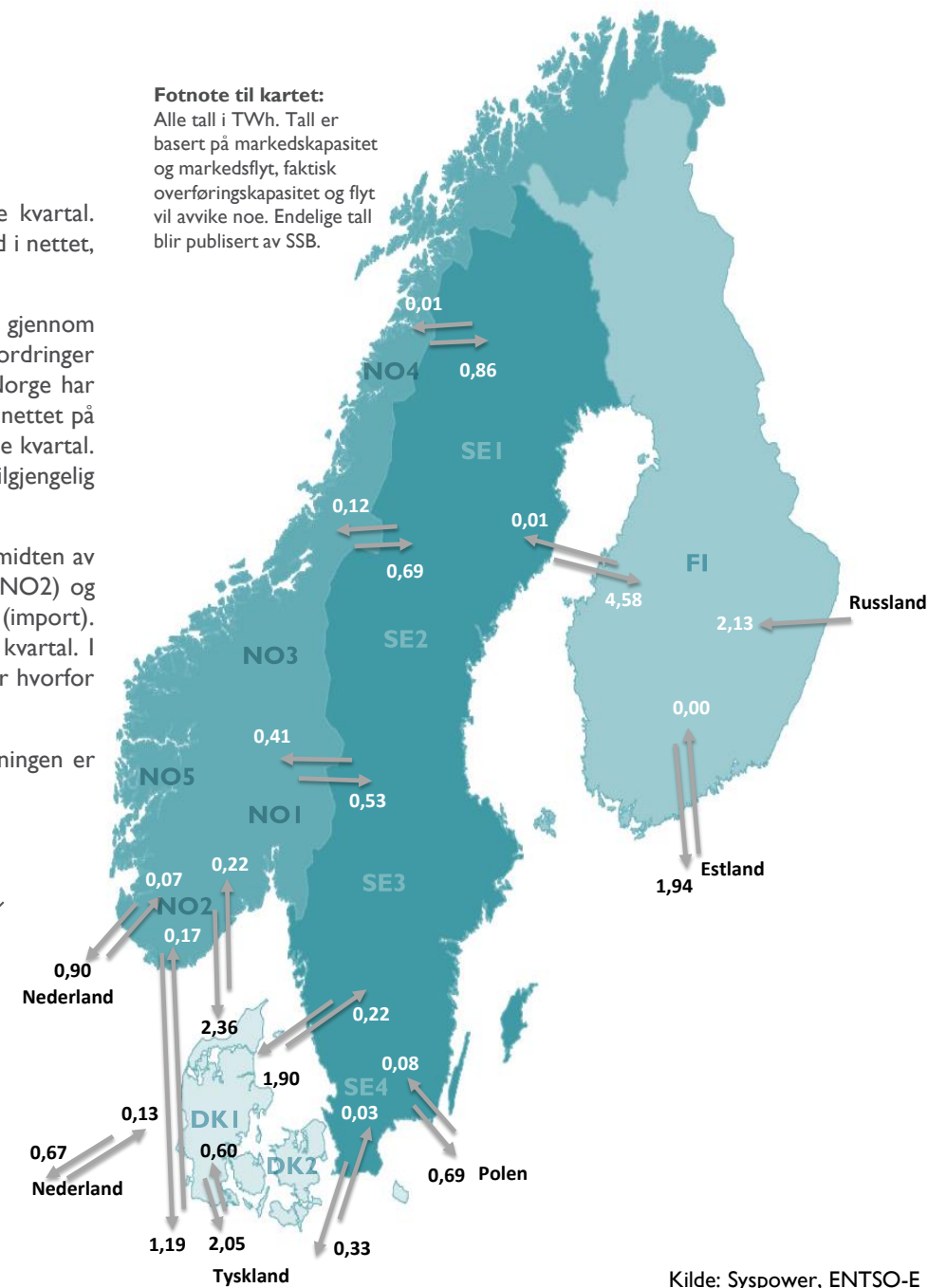
På grunn av planlagt vedlikehold var kablet mellom Norge (NO2) og Nederland (NL) utilgjengelig fra slutten av august til midten av september. Utenom denne perioden har tilgjengeligheten på forbindelsen vært høy. Tilgjengelig kapasitet mellom Norge (NO2) og Tyskland (DE) har i snitt vært 50 prosent i retning Tyskland (eksport) og 86 prosent i retning Norge (import). Mellomlandsforbindelsene fra Norge til Nederland, Tyskland og Danmark har hovedsakelig blitt brukt til eksport i tredje kvartal. I store deler av tiden har all tilgjengelig kapasitet vært 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 eksporterer til.

Det er fortsatt en feil fra 2019 på Skagerrak 4 som begrenser kapasiteten mellom Norge og Danmark. Kapasitetsbegrensningen er størst i retning Norge.

Gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i Norden Q3 2021



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





Kraft | Kraftpriser

Prisforskjell mellom nord og sør

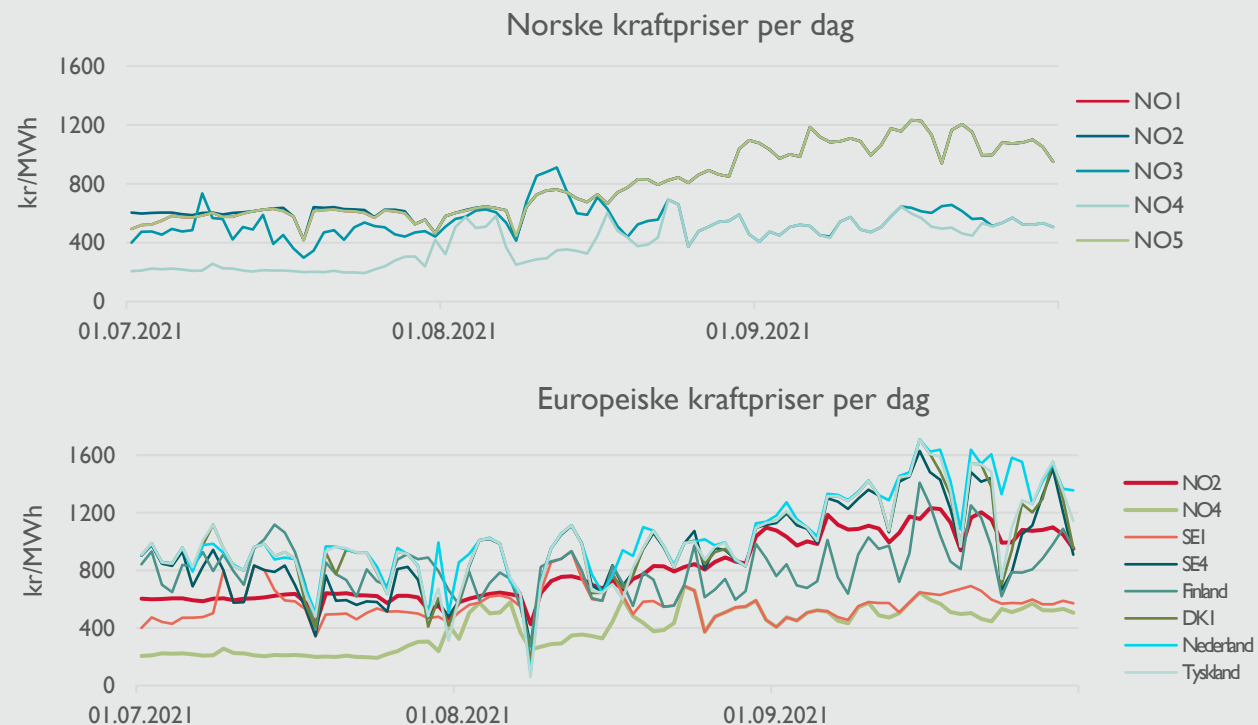
Kraftprisene både i Norge og Europa har ligget på et høyt nivå gjennom hele kvartalet. Det er prisområdene i det sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5) som i snitt har hatt de høyeste kraftprisene i Norge. Her endte den gjennomsnittlige kraftprisen for kvartalet på rundt 80 øre/kWh. Det tilsvarer en økning på over 140 prosent sammenlignet med samme periode i 2019. 2020 var et år med svært lave kraftpriser og er derfor ikke med i sammenligningen.

Nord-Norge (NO4) har gjennom nesten hele kvartalet hatt lavere kraftpris enn de sørlige områdene, og hadde en gjennomsnittspris for kvartalet på 39,5 øre/kWh. Det er 16 prosent mer enn tredje kvartal i 2019. I Midt-Norge (NO3) lå kraftprisen i første halvdel av kvartalet mellom prisen i nord og prisen i sør, før den i siste halvdel av kvartalet stort sett har fulgt prisen i Nord-Norge. Her endte gjennomsnittsprisen på 53,6 øre/kWh, 56 prosent høyere enn i 2019.

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 har det vært mindre nedbør enn vanlig sør i Norge, mens det i Midt- og Nord-Norge har vært mer normalt med nedbør.

En viktig årsak til at kraftprisen har vært så høy på kontinentet er høyere brenselkostnader. Europa er fortsatt avhengig av fossile energikilder som kull og gass for å dekke kraftteterspørselen. Når prisene på kull, gass og CO₂-kvoter stiger, fører det dermed også til høyere kraftpriser.

Elspotpriser (kr/MWh)	Q3 2021	Q2 2021	Endring fra forrige kvartal	Q2 2019	Endring fra Q2 i 2019
NO1	799,8	469,2	70 %	327,1	144 %
NO2	806,5	492,9	64 %	327,7	146 %
NO3	536,3	334,8	60 %	343,0	56 %
NO4	394,6	270,5	46 %	341,0	16 %
NO5	800,0	467,1	71 %	327,1	145 %
SE1	564,7	334,3	69 %	347,8	62 %
SE2	567,5	334,0	70 %	347,8	63 %
SE3	732,9	390,1	88 %	350,9	109 %
SE4	932,3	549,3	70 %	369,6	152 %
Finland	811,4	467,3	74 %	471,0	72 %
DK1	986,9	592,1	67 %	368,0	168 %
DK2	992,7	594,4	67 %	380,4	161 %
Tyskland	1001,3	608,7	65 %	368,6	172 %
Nederland	1046,1	626,9	67 %	373,0	180 %
Polen	917,0	677,0	35 %	571,9	60 %
Estland	1005,3	550,5	83 %	482,0	109 %
Litauen	1028,9	581,3	77 %	483,0	113 %

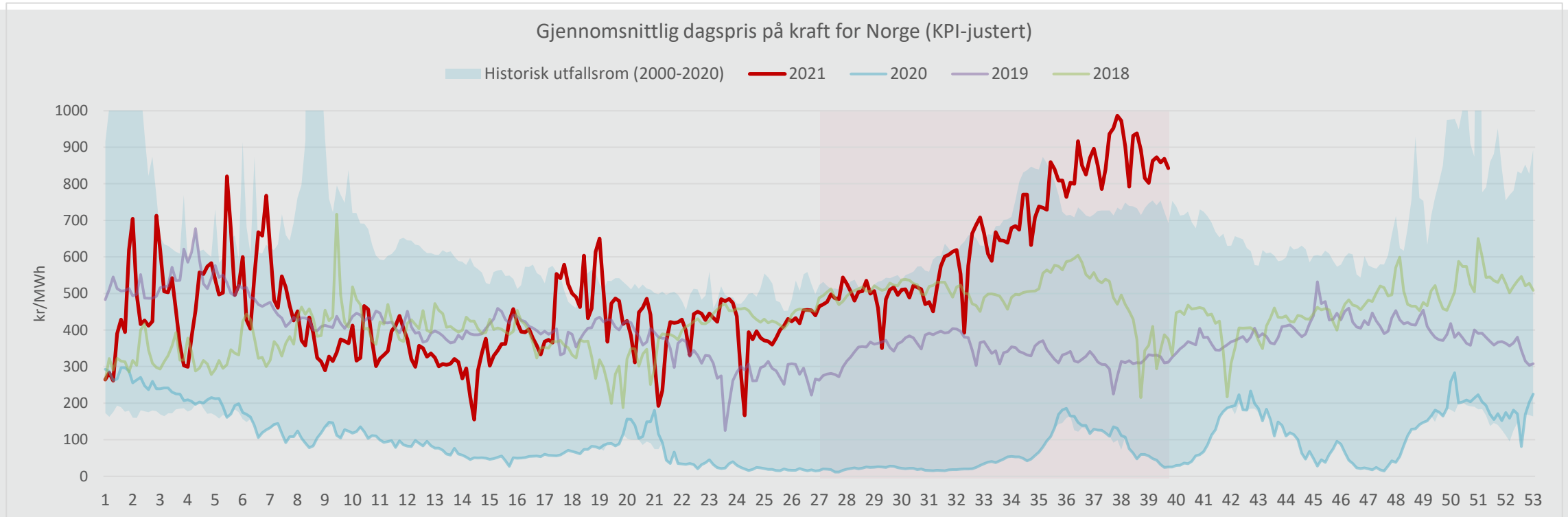


Kraft | Kraftpriser

Vedvarende høye kraftpriser

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. Allerede ved inngangen til tredje kvartal lå kraftprisen tett opp til historisk maksimum, og på samme nivå som i 2018. Sommeren i 2018 var i likhet med i år en relativt tørr sommer med lite nedbør. I 2018 holdt kraftprisene seg på dette nivået fram til det kom mye nedbør på slutten av kvartalet. I år begynte kraftprisen å øke ytterligere rundt uke 32. Kraftprisen ble da høyere enn det historiske utfallsrommet. Som beskrevet på forrige side var det stor forskjell i kraftpris mellom sør og nord i Norge. Prisøkningen er i all hovedsak drevet av kraftprisen i de sørlige prisområdene (NO1, NO2, NO5). Dette har sammenheng med blant annet svakere ressursituasjon og de svært høye kraftprisene i store deler av Europa.

Den gjennomsnittlige kraftprisen i de sørlige prisområdene lå over 1 kr/kWh i flere uker på slutten av kvartalet. Tidligere år når kraftprisen har vært svært høy har dette som regel vært i korte perioder. At kraftprisen ligger rundt 1 kr/kWh over lengre tid er dermed nokså uvanlig. I tillegg til vedvarende høy kraftpris i denne perioden var det perioder med svært lav vindkraftproduksjon i både Norden og Europa som bidro til at kraftprisen ble over 1,5 øre/kWh enkelte timer. Motsatt var det også perioder hvor det var mye vindkraftproduksjon som bidro til at kraftprisen ble tilnærmet null enkelte timer. Slike store prissvingninger illustrerer hvordan variabel tilgang fra fornybare teknologier kan gi store utslag i et værbasert kraftsystem. Mot slutten av kvartalet og ved overgangen til oktober kom det mer nedbør enn normalt og det var relativt høy vindkraftproduksjon. Dette bidro til at kraftprisen ble noe redusert i denne perioden.



Terminkontrakter | Brensel og CO₂-kvoter

Høye brenselpriser

I de to øverste figurene til høyre vises prisutviklingen for terminkontrakter for kull og gass med levering fjerde kvartal 2021. Både kull- og gassprisene har hatt steget kraftig gjennom tredje kvartal. Gassprisen hadde en spesielt stor stigning mot slutten av kvartalet. Sammenligner vi prisene ved inngangen og utgangen av kvartalet, økte prisen på kull med 77 prosent og prisen på gass med hele 115 prosent. Det vil si at gassprisen ble mer enn doblet gjennom kvartalet. Ser vi på prisutviklingen fra starten av året økte prisen på kull og gass med levering fjerde kvartal med henholdsvis 200 og 400 prosent. Vi er inne i vintersesongen hvor brenslene tradisjonelt er priset høyere enn i sommerhalvåret. Ved utgangen av kvartalet var gass- og kullkontraktene i 2. kvartal 2022 priset hhv. 48 og 24 prosent lavere enn det fjerdekontrakten i år ble levert til.

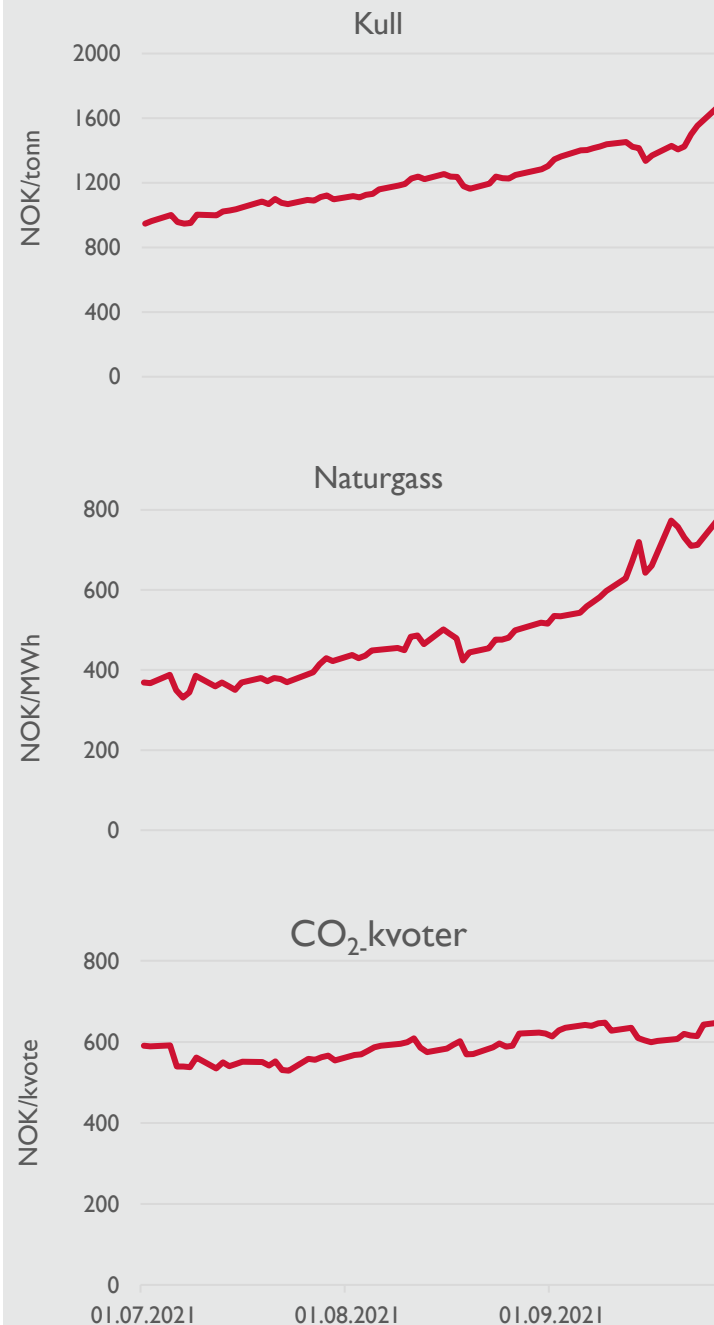
Brenselsmarkedet er globalt og det er flere faktorer som har påvirket prisutviklingen gjennom 2021. En kald og relativt lang vinter i store deler av Europa, bidro til et høyt forbruk av gass til både oppvarming og kraftproduksjon. Dette resulterte i lave gasslagrene i flere land ved slutten av vinteren. Videre har en jevn økning i etterspørselen etter gass globalt bidratt til økte priser. Spesielt har økt etterspørsel fra blant annet Asia gjort at Europa har hatt mindre tilførsel av LNG. Dette skjer samtidig som Europas egen gassproduksjon er redusert sammenlignet med tidligere år.

Den nederste figuren viser prisen på CO₂-kvoter med levering i desember 2021. Prisen for CO₂-kvoter har gjennom tredje kvartal økt med 10 prosent. Totalt i år har prisen økt med 80 prosent. De økte kvoteprisene har bidratt til å øke kostnaden på kraftproduksjon fra kull og gass.

På grunn av den store stigningen i gasspris har man gjennom tredje kvartal sett at kullkraftproduksjon har blitt mer konkurransedyktig enn gasskraftproduksjon. Ved å ta hensyn til virkningsgrader og utgifter til CO₂-kvoter kan man beregne hva det koster å levere en MWh fra hhv kull- og gasskraftverk. Tallene i tabellen under viser at produksjonskostnaden for gass var høyere enn for kull gjennom kvartalet.

	Pris 01.07.2021	Pris 28.09.2021	Endring i kr	Endring i %
Kull (kr/tonn)	947	1676	730	77 %
Naturgass (kr/MWh)	369	794	425	115 %
CO ₂ -kvote (kr/tonn)	591	649	58	10 %
Produksjonskostnad*:				
Kull (kr/MWh)	856	1178	322	38 %
Naturgass (kr/MWh)	902	1711	809	90 %

* Tall for produksjonskostnaden er kun en indikator. Ulike kraftverk vil ha ulik virkningsgrad og driftskostnader. Faktisk kostnad for kraftproduksjon kan derfor variere fra kraftverkene.





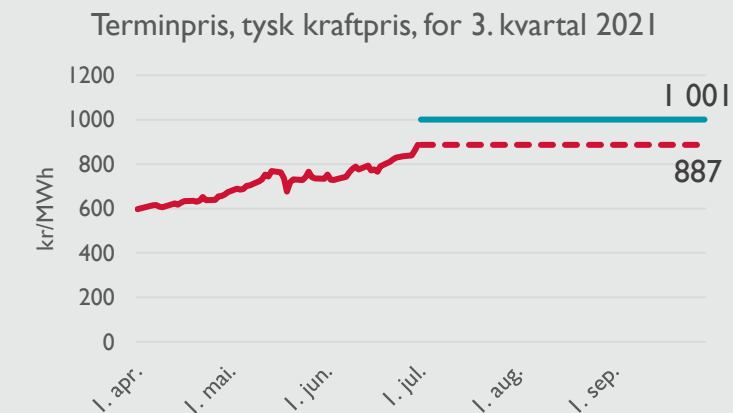
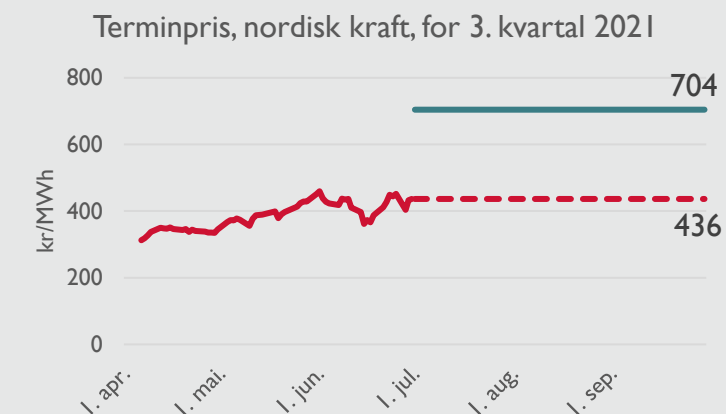
Terminkontrakter | Kraft

Kraftprisen ble høyere enn markedsforsventningen

Den øverste figuren viser utviklingen i prisen for terminkontrakt for nordisk og tysk kraft med leveranse fjerde kvartal 2021. Ved inngangen av tredje kvartal var prisen på nordisk kraft på 453 kr/MWh, og ved utgangen hadde den økt til 706 kr/MWh. Det er en økning på 57 prosent. Økningen har blant annet sammenheng med økte kraftpriser i land vi har mellomlandsforbindelser til. De høye brenselprisene og CO2-kvotepriene har bidratt til å øke kraftprisen i Europa. Dette ser vi tydelig på prisen på tysk kraft som økte fra 921 kr/MWh til 1659 kr/MWh i løpet av kvartalet. Det er en økning på 80 prosent. I slutten av september var det flere større svingninger i prisen. Dette henger i stor grad sammen med svingninger i gassprisene. Den generelle prisøkningen på nordisk kraft har også sammenheng med at det har vært mindre nedbør enn normalt gjennom kvartalet. Mot slutten av kvartalet kom det relativt store mengder nedbør, dette bidro til nedgangen vi ser på figuren.

Den midterste figuren viser prisutviklingen på terminkontrakten til nordisk kraft for tredje kvartal 2021, fra starten av april 2021 fram til siste handelsdag ved overgangen til tredje kvartal. Stiplet linje viser terminprisen ved siste handelsdag. Blå solid linje viser faktisk gjennomsnittlig systempris for tredje kvartal. Faktisk pris ble 60 prosent høyere enn terminkontrakten ved siste handelsdag. Den store forskjellen mellom forventet og realisert kraftpris har blant annet sammenheng med at brenselprisene ble langt høyere enn forventet, i tillegg til mindre nedbør enn normalt. Dette kan tyde på at markedet ikke forventet de høye kraftprisene som ble realisert for tredje kvartal. Den nederste figuren viser tilsvarende prisutvikling for Tyskland. Her ble faktisk pris 13 prosent høyere enn terminkontrakten ved siste handelsdag.

Terminkontrakt for Q3	Pris 01.07.2021	Pris 30.09.2021	Endring i kr	Endring i %
Nordisk kraft (kr/MWh)	453	709	256	57 %
Tysk kraft (kr/MWh)	921	1659	738	80 %





Sluttbrukerpriser |

Fastpris billigere enn spot for forbrukere i Sørøst-Norge

Figuren til høyre viser månedlig prisutvikling (øre/kWh) for variabelpris-, fastpris- og spotpriskontrakter de siste fire årene. Grafen viser at prisene for spotpriskontrakter i Øst-Norge fortsetter å være høyere enn variabelpriskontrakter og 1-årige fastpriskontrakter i hele tredje kvartal 2021. Dette er ulikt fra prisene de siste tre årene, hvor prisene for spotpriskontrakter i Øst-Norge har vært lavere enn prisen for slike kontrakter gjennom hele perioden, bortsett fra noen måneder i 2018 der fastpriskontrakter var billigere enn spotpriskontrakter. Til motsetning har spotpriskontrakter vært billigere enn 1-årige fastpriskontrakter i Nord-Norge gjennom hele tredje kvartal.

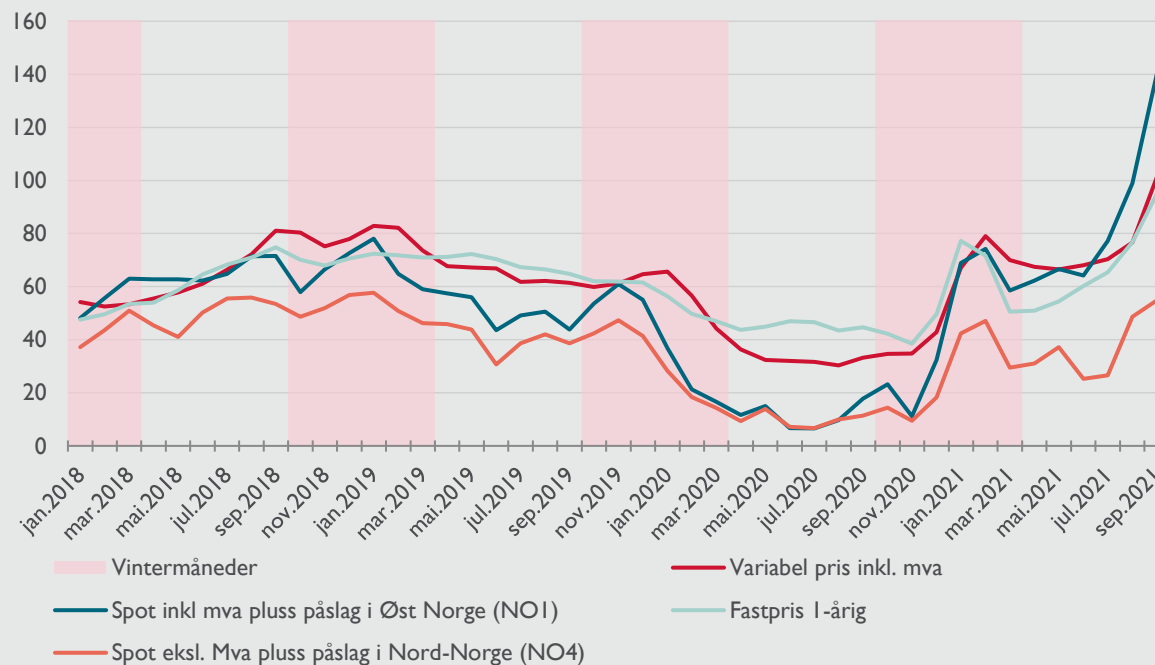
Tabellen viser gjennomsnittlig strømpris for ulike avtaletyper i husholdningsmarkedet basert på priser fra Forbrukerrådet og Nord Pool. Prisen på spotpriskontrakter var høyere enn kvartalet før for alle prisområder. Økningen er størst i de tre sørligste prisområdene, på om lag 60-66 prosent.

Prisene i tredje kvartal er høyere for alle kontrakter sammenlignet med tredje kvartal 2019 og 2020. Økningen er størst for spotpriskontrakter. I Nord-Norge har prisen for spotpriskontrakter nesten femdoblet seg fra samme kvartal i fjor. I de tre sydligste prisområdene ble spotpriskontrakter hele ni ganger dyrere enn samme kvartal 2020. Sammenlignet med priser fra 2019 er ikke økningen like stor. Sammenlignet med tredje kvartal 2019 har prisen på spotpriskontrakter doblet seg i de sørligste prisområdene, mens i Nord-Norge er økningen på 15 prosent.

Prisen på 1-årige fastpriskontrakter har økt med 90 prosent sammenlignet med 3. kvartal 2020, og 30 prosent sammenlignet med tredje 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), som er 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.

Variabel-, fast- og spotpris (KPI-justert) 1. kv 2018 - 3. kv. 2021



Priser på kontrakter (i øre/kWh) (Ikke KPI-justert)	3. kvartal 2021	Endring fra 2. kvartal 2021	Endring fra 3. kvartal 2020	Endring fra 3. kvartal 2019
Spotpriskontrakt i Øst-Norge (NO1)	104,8	41,7	93,9	59,5
Spotpriskontrakt i Sørvest-Norge (NO2)	105,6	39,6	94,6	60,3
Spotpriskontrakt i Midt-Norge (NO3)	71,4	25,2	58,6	24,2
Spotpriskontrakt i Nord-Norge (NO4)	43,1	12,6	34,1	5,5
Spotpriskontrakt i Vest-Norge (NO5)	104,8	42,0	94,0	59,5
Variabelpriskontrakt	85,7	19,7	55,3	27,3
1-årig fastpriskontrakt	81,5	26,5	38,5	19,0
3-årig fastpriskontrakt	68,9	16,3	23,6	12,7



Sluttbrukerpriser |

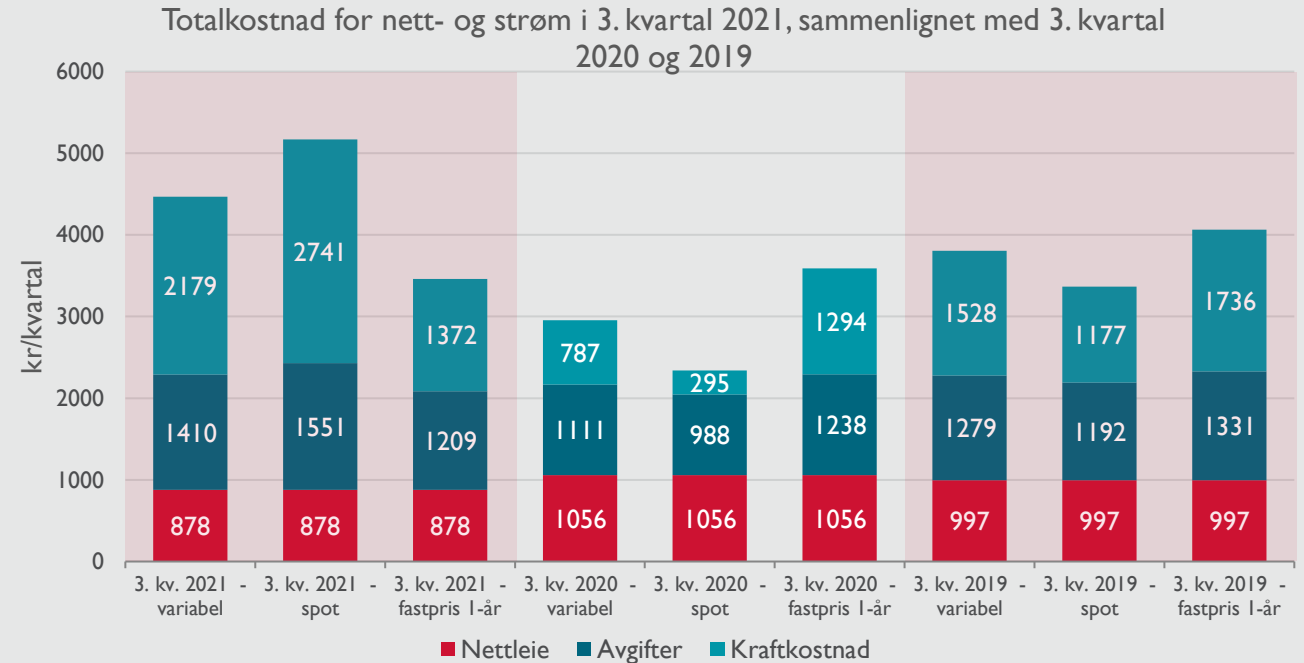
Tilsvarende like strømkostnader ved fastprisavtaler som i fjor

Figuren øverst til høyre viser hva en typisk husholdningskunde i Øst-Norge med variabel-, fast- og spotpriskontrakt betalte for strøm, avgifter og nettleie i tredje kvartal 2019, 2020 og 2021. Strømkostnaden for variabelpriskontrakter var nesten tredoblet i tredje kvartal 2021 sammenlignet samme kvartal 2020. Sammenlignet med tredje kvartal 2019 er økningen for strømkostnaden ved variabelprisavtaler 43 prosent.

De høye prisene gjennom tredje kvartal har gitt størst utslag for kostnaden av spotprisavtaler. Den totalt regningen for nettleie, avgifter og strøm var omtrent 5170 kr, og økte med 122 prosent sammenlignet med 3. kvartal 2020, og 54 prosent sammenlignet med tredje kvartal 2019. Økningene må sees i sammenheng med de eksepsjonelt lave prisene i 2020. Endringene i sluttbrukers strømkostnad i tredje kvartal 2021 kommer i all hovedsak fra økte spotpriser og ikke fra endringer i avgifter og nettleie.

For forbrukere med 1-årige fastprisavtaler er totalkostnaden estimert til å være 4 prosent lavere enn i samme kvartal 2020 og 15 prosent lavere enn i 2019.

Tabellen viser kraftkostnaden inkludert mva for en typisk husholdningskunde med et årlig forbruk på 20 000 kWh, ekskludert nettleie. En forbruker i Øst-Norge har brukt ca. 3007 kr mer tredje kvartal 2021 sammenlignet med samme periode 2020. Sammenlignet med tredje kvartal 2019 er differansen mindre, på ca. 1969 kr. De geografiske forskjellene i spotprisen i tredje kvartal 2021 reflekteres i tabellen. For forbrukere i Nord-Norge har strømkostnaden vært omtrent 2000 kr lavere enn i Øst-Norge.



NOK per kvartal. 20000 kWh årsforbruk*	Beregnet strømkost. 3. kv 2021	Beregnet strømkost. 3. kv 2020	Beregnet strømkost. 3. kv 2019	Differanse 3. kv 2021 og 2020	Differanse 3. kv 2021 og 2019
Øst-Norge (NO1)	3363	357	1394	3007	1969
Sørvest-Norge (NO2)	3375	357	1394	3019	1981
Midt-Norge (NO3)	2194	411	1461	1783	733
Nord-Norge (NO4)	1374	284	1163	1091	211
Vest-Norge (NO5)	3368	349	1391	3019	1976
Variabelpris kontrakt	2724	945	1748	1779	976

Kvartalsvis strømkostnad beregnes ved å gange estimert pris for kontraktstypen med antatt forbruk. NVE benytter en forbruksprofil som skal representere forbruket til en gjennomsnittlig husholdning for å beregne strømkostnaden. Profilen er justert etter temperatur og sesong, og er basert på alminnelig forsyning i 2009-2013. For å beregne prisen på spotpriskontraktene har NVE estimert et påslag på 4,4 øre/kWh inkl. moms, som er lagt til månedlig spotpris fra Nord Pool. Prisen på variabelpriskontrakter er beregnet ved gjennomsnittet av kontrakter som er tilbudt i flere enn ti nettområder. Fastpris kontraktene er gjennomsnittsprisen av tilbudte fastpris kontrakter i kvartalet. Strømkostnaden i tabellen er inkludert mva, eksklusiv nettleie og forbruksavgift. Prisene er ikke KPI-justerte.