



NVE

# KRAFTSITUASJONEN

Fjerde kvartal og året 2018



## Innhold

[Kort oppsummering av året](#)

[Vær og hydrologi](#)

[Magasinfylling](#)

[Produksjon og forbruk](#)

[Kraftutveksling](#)

[Kraftpriser](#)



## Kort oppsummering av året og fjerde kvartal

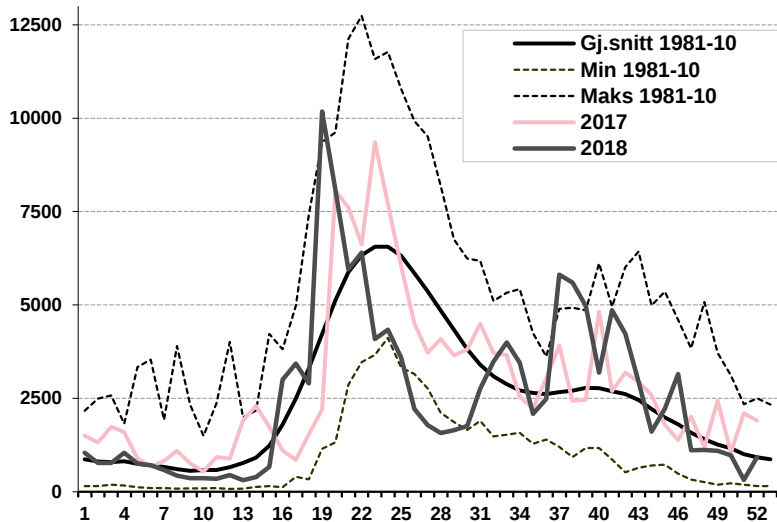
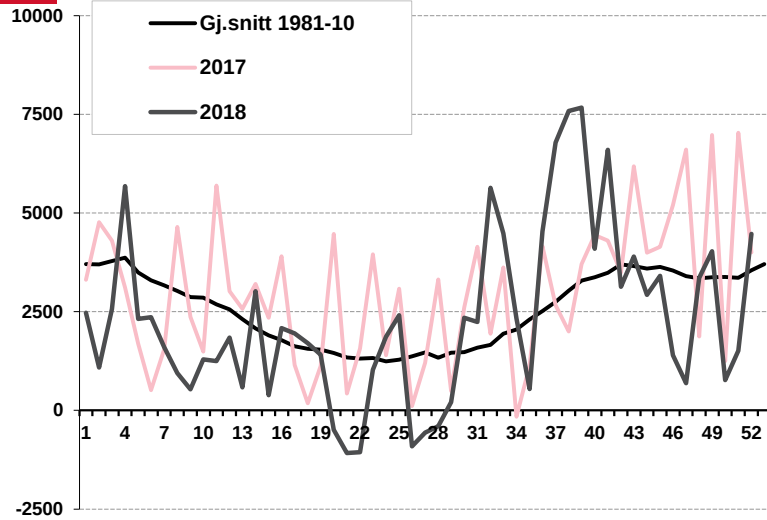
2018 ble et år med ekstrem variasjon i tilsig og nedbør. Fra en rekordtørr sommer gikk vi rett inn i den en høst med historisk mye nedbør. Over året som helhet kom det 13 TWh mindre nedbør enn normalt, men tilsiget totalt sett endte på normalt nivå. Norsk kraftproduksjon ble totalt sett 145,7 TWh, noe som er nedgang på 3 TWh sammenlignet med fjoråret.

Det ble nok en gang satt forbruksrekord i Norge i 2018. Det norske kraftforbruket endte på 135,4 TWh. Den økte kraftetterspørselen skyldes kaldt vær på våren, økt elektrifisering og økning i kraftkrevende industri. Spesielt uttaket av strøm til petroleumssektoren har økt.

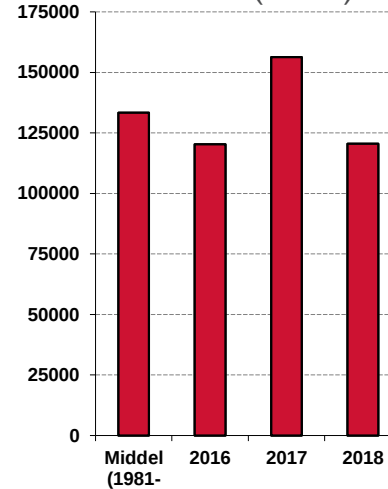
Den norske kraftprisen endte i snitt på 42 øre/kWh i 2018, noe som er det høyeste kraftprisnivået siden 2010. Det utgjør en økning på 35 prosent sammenliknet med 2017. Økte kull- og gasspriser og en fordobling i kostnaden på CO<sub>2</sub>-kvoter økte kostnaden for kraftproduksjon i Europa. Dette påvirket også de norske kraftprisene gjennom mellomlandsforbindelsene.

# Vær og hydrologi

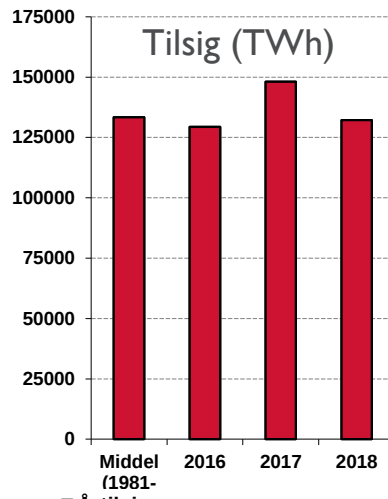
## 2018 - det ekstreme «normalåret»



Nedbør (TWh)



■ Årsnedbør  
■ Nedbør til og med veke 52



■ Årtilsgit  
■ Tilsgit til og med veke 52

Det beregnede tilsiget til norske vannkraftverk ble 132,2 TWh, eller 1,2 TWh under normalen. Tilsig fra bresmelting sammen med avrenning fra grunnvann førte til at det fortsatt kom tilsig til vannmagasinene i tørkeperioden i juni og juli. Til tross for ekstremt lite tilsig i juli, endte tilsiget opp på normalen, godt hjulpet av meget høyt tilsig på høsten.

I 2018 kom det nedbør tilsvarende 120,5 TWh ifølge NVEs beregninger. Dette er nesten 13 TWh mindre enn normalen og 35,8 TWh mindre enn rekordåret 2017. I to perioder var det negativ nedbøreneergi som følge av fordampning.

	TWh	2018	2017	Normal	Diffanse fra 2018 til normal
Tilsgit		132,2	147,8	133,4	-1,2
Nedbør		120,5	156,3	133,4	-12,9



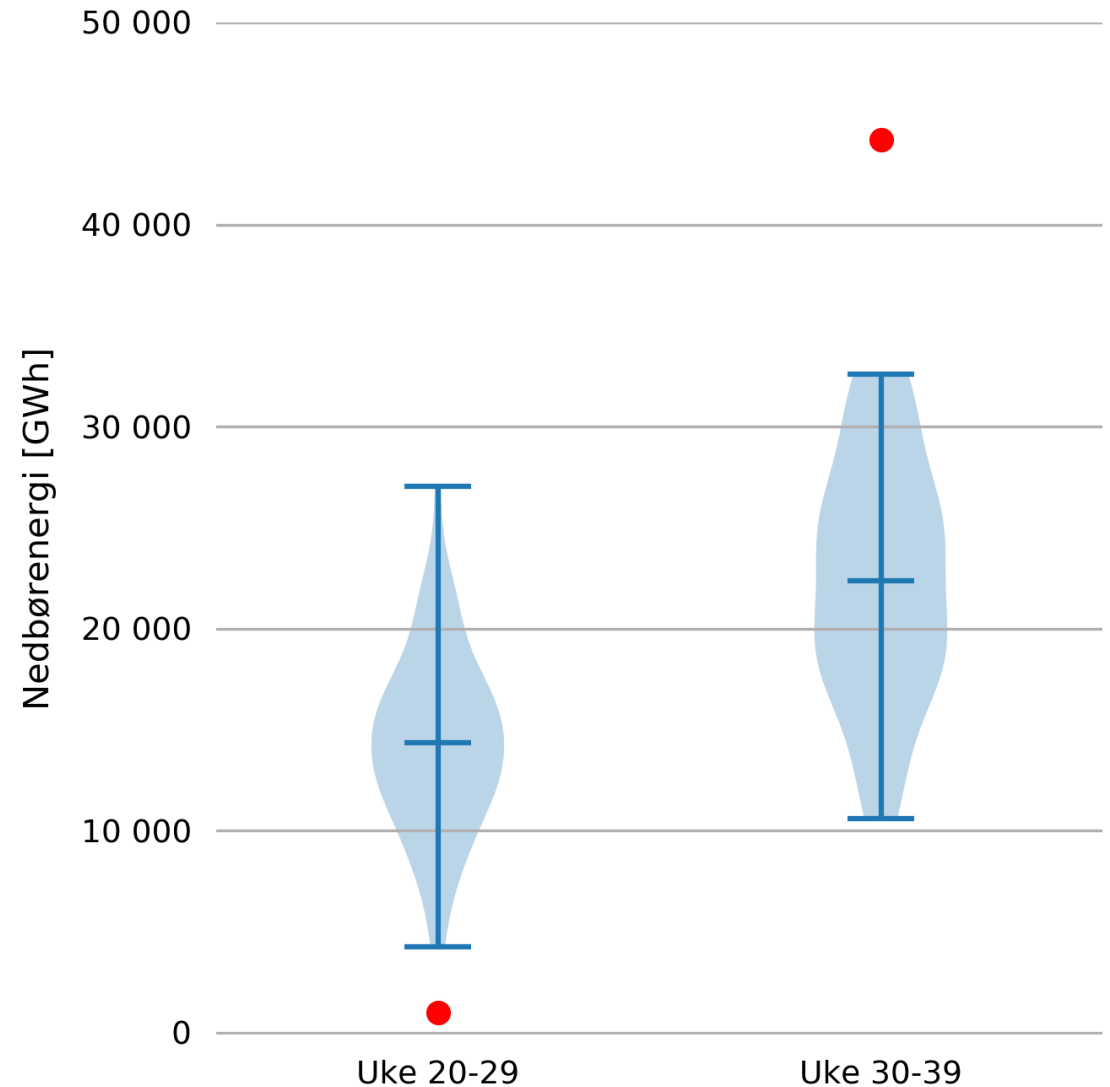
## Ekstrem variasjon i nedbørenergi

Figuren til høyre viser maksimum, gjennomsnitt, minimum og statistisk fordeling for beregnet nedbørenergi for perioden 1958 til 2017.

Den røde prikken viser beregninger fra 2018. I uke 20-29 var nedbøren på et historisk minimum på 1 TWh. I de 10 etterfølgende ukene var energien fra nedbøren beregnet til et historisk maksimum på 44 TWh.

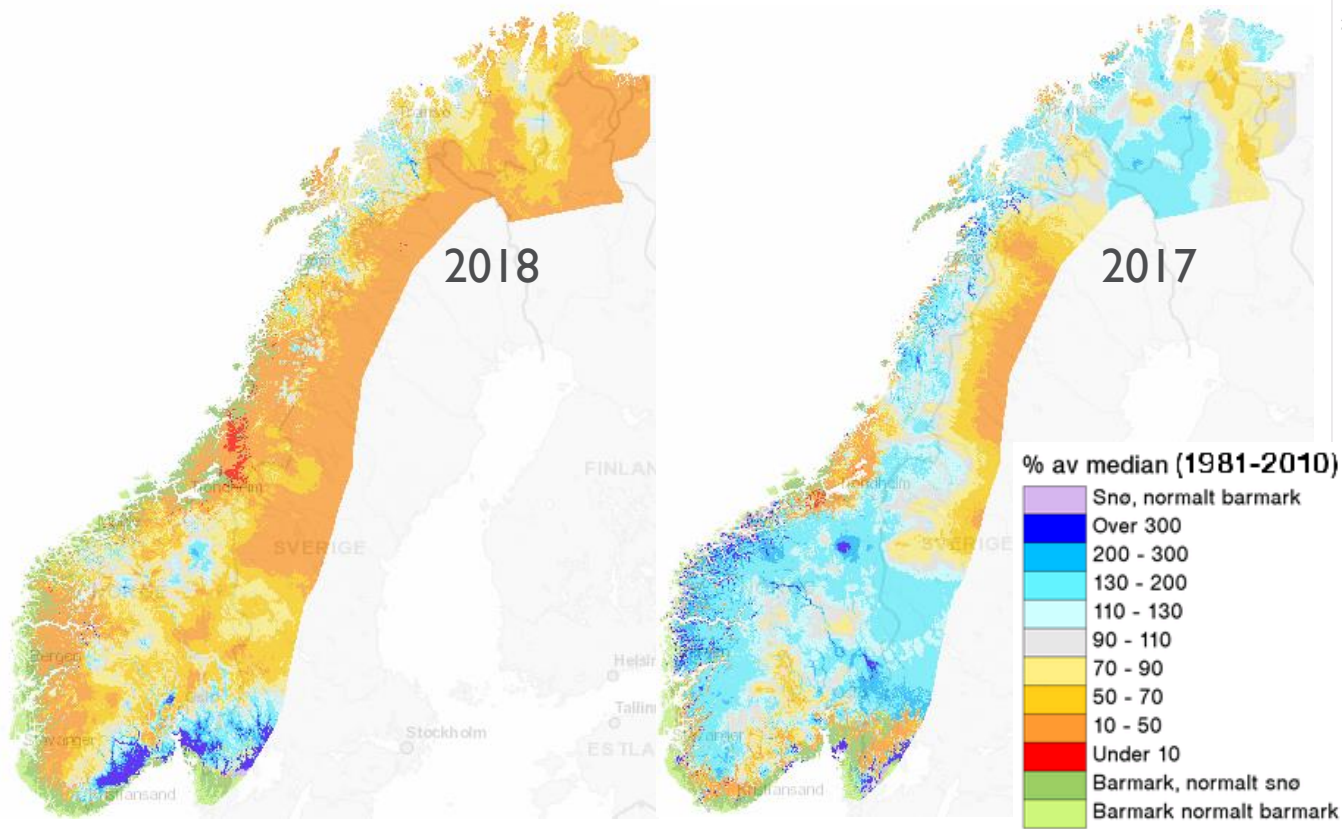
Dette viser den ekstreme variasjonen i nedbør fra tørke til høstflom.

### Nedbørenergi i Norge 1958-2017



# Vær og hydrologi

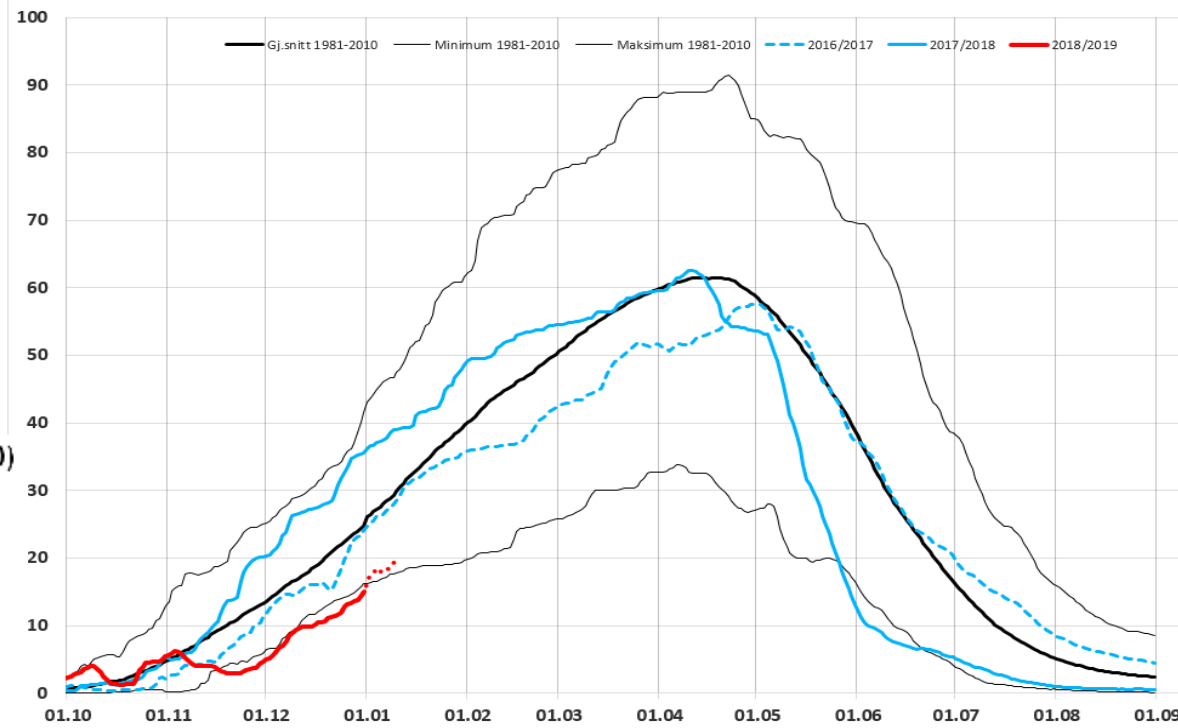
om lag 10 TWh mindre snø enn normalt ved utgangen av 2018



Kilde: NVE

Kartene viser snømengde i prosent av normalen for 31. desember i henholdsvis 2017 og 2018. Ved utgangen av 2018 var det mindre snø enn normalt.

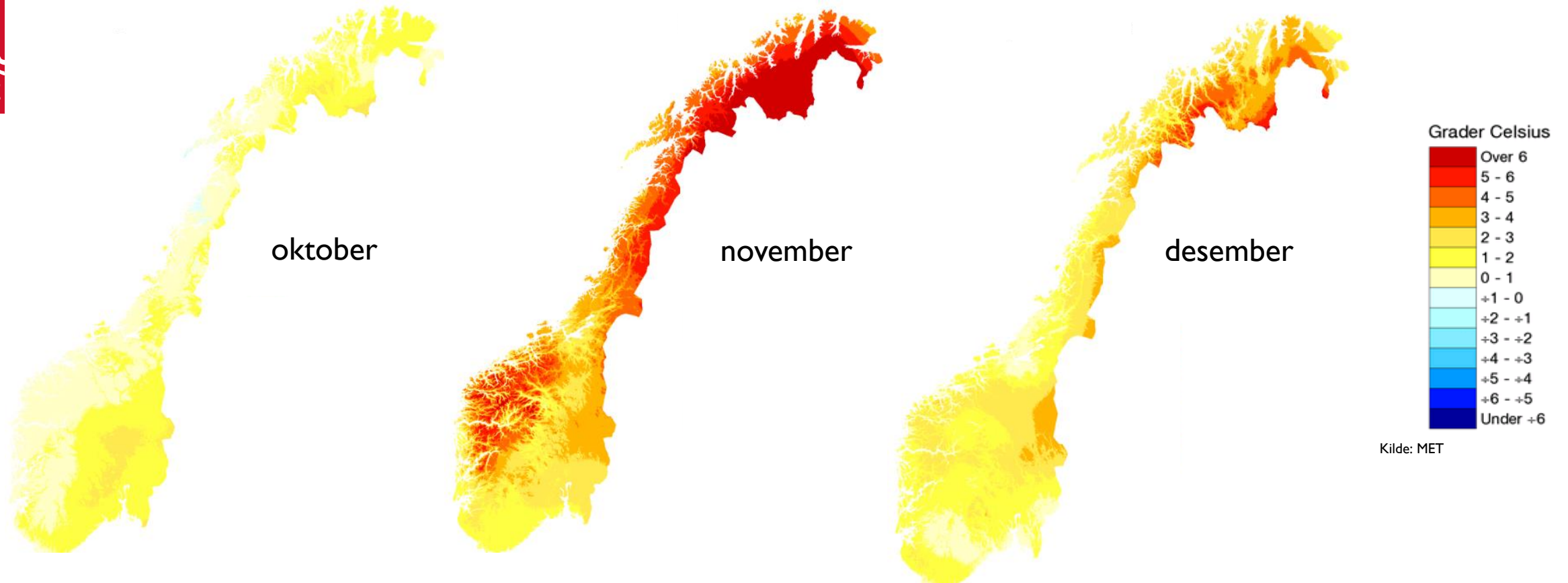
Snøens energiinnhold 1958 - 2019 TWh



Snømagasinene utgjorde omtrent 16 TWh ved årsskiftet. Dette er omtrent 10 TWh mindre enn normalt.

I fjor vår kulminerte snømagasinet på normalt nivå, men den høye temperaturen i mai gjorde at snøen smeltet mye raskere enn normalt.

# Rekordmild slutt på året 2018



Kartene viser avvik fra midlere månedstemperatur (1971-2000) målt i grader celsius i oktober, november og desember 2018.

I oktober var månedstemperaturen for hele landet 0,5 grader over normalen. Relativt varmest var det i deler av Finnmark og på Østlandet der noen stasjoner lå snaut 2 grader over normalen. Et par stasjoner på Vestlandet og i Nordland lå fra 0,5 til 1,5 grader under normalen.

I november var månedsmiddeltemperaturen for hele landet ble 3,7 grader over normalen, og måneden er den fjerde mildeste november i en serie som går tilbake til 1900. I desember var månedstemperaturen for hele landet ble 2,2 grader over normalen.

*Fjerde kvartal*



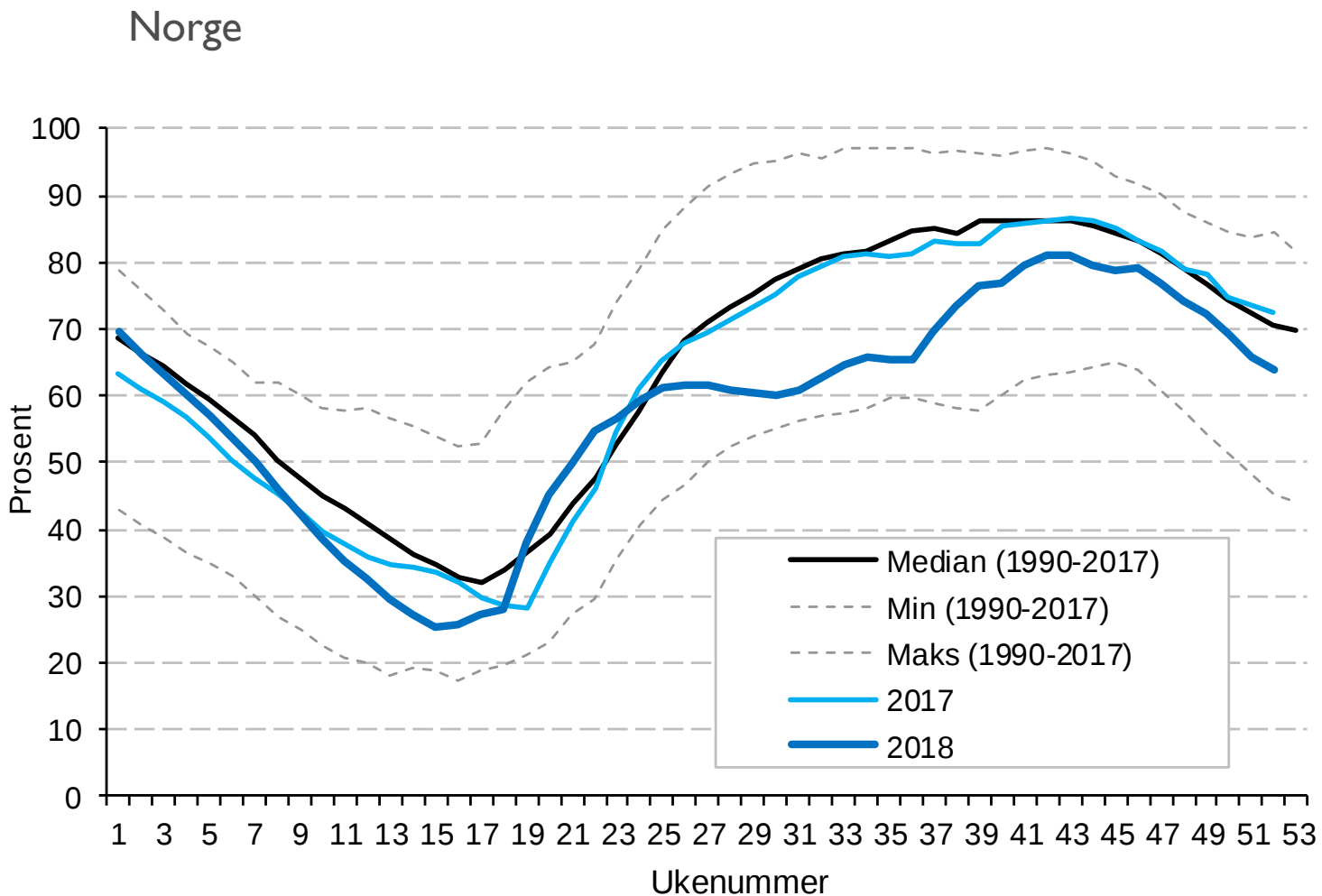


# Magasinfylling

## yllingsgraden hentet seg inn etter tørken

Etter en normal start i begynnelsen av året, medvirket en kald mars og april måned til at magasinfyllingen var omtrent 10 prosentpoeng under normalen. En varm maimåned førte til snøsmelting som økte fyllingsgraden.

I juni og juli førte tørkeperioden til en svært lav økning i fyllingsgraden sammenlignet med normalt. Fra august økte fyllingsgraden betraktelig. Fra oktober fulgte fyllingsgraden tilnærmet normal utvikling og endte på et nivå 6,5 prosentpoeng under normalen mot slutten av året. Det er spesielt Nord-Norge (NO4) som har lav fyllingsgrad med 11,8 prosentpoeng under median.



	2018	2017	MEDIAN
NORGE	63,9	72,3	70,6
NO1	66,1	63,6	64,7
NO2	67,7	81,9	73,5
NO3	66,5	64,3	63,4
NO4	54,3	63,6	66,1
NO5	65,7	70,4	68,4
SVERIGE	55,4	65,9	67
FINLAND	60,9	73,0	64,2

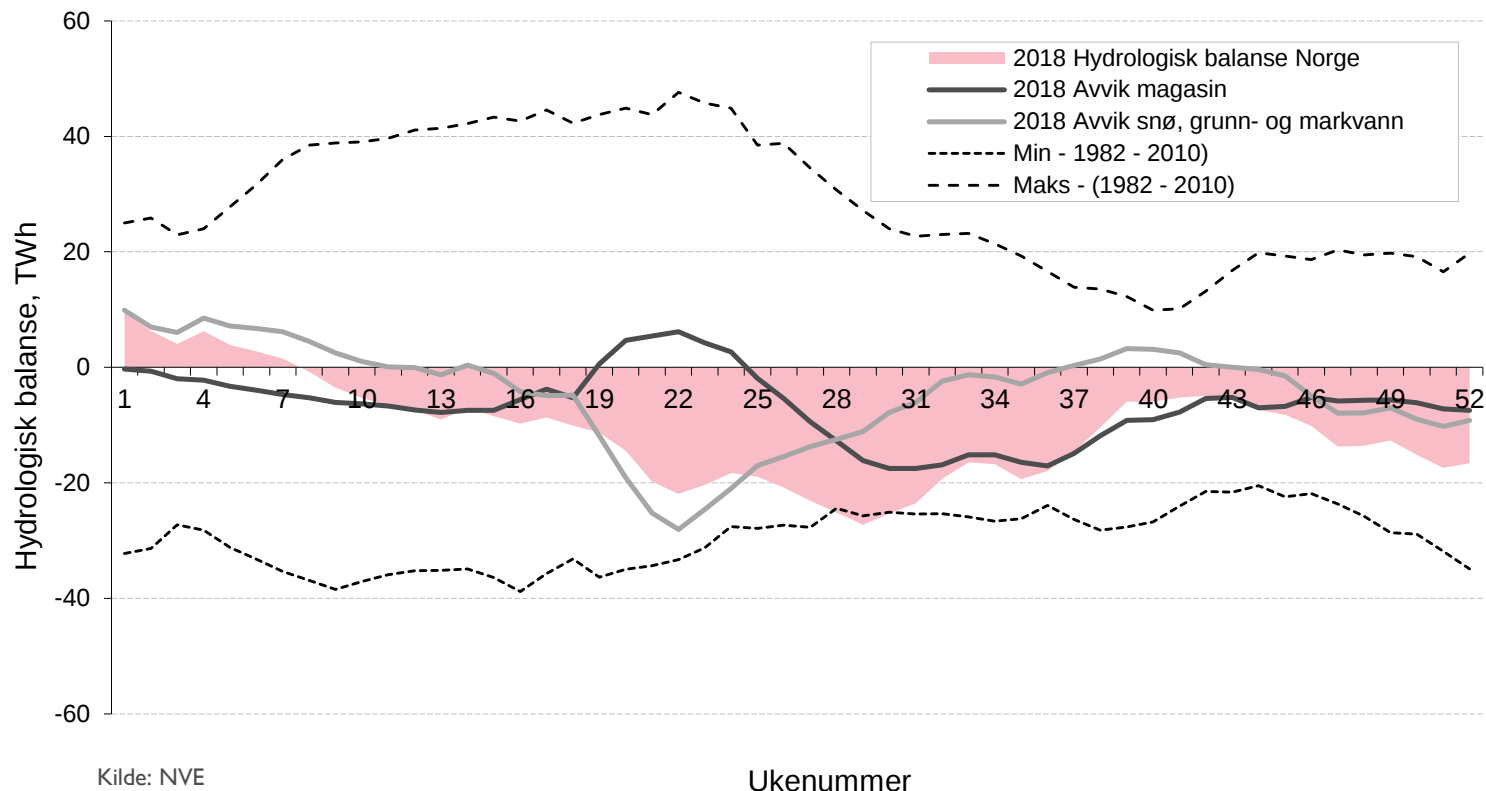
Delområdene i Norge har referanseperiode fra (2002-2017)



# Hydrologisk balanse for Norge

## Underskudd i tilgjengelig energiresurser ved utgangen av 2018.

### Norge



TWh	Uke 52 2018
Avvik magasiner	-7,4
Avvik snø, grunn- og markvann	-9,2
Hydrologisk balanse	-16,6

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

2018 startet med normal magasinifilling og mer snø enn normalt. Høy vannkraftproduksjon gjorde at den hydrologiske balansen svekket seg i løpet av våren. Etter snøsmeltingen førte fraværet av nedbør til en ytterligere svekkelse av den hydrologiske balansen. I sommer var det 27 TWh mindre energi i vannressursene enn normalt. Dette bedret seg kraftig i løpet av august og september. I løpet av fjerde kvartal svekket balansen seg imidlertid på nytt på grunn av lite snø. Ved utgangen av 2018 var den hydrologiske balansen 16,6 TWh mindre enn normal. [Innholdsfortegnelse](#)



# Produksjon og forbruk

## Norsk forbruksrekord i 2018

Produksjon (TWh)	2018	2017
Norge	145,7	148,2
Sverige	157,0	158,5
Danmark	28,6	28,0
Finland	66,2	63,3
Sum Norden	397,5	398,1

Forbruk (TWh)	2018	2017
Norge	135,4	132,9
Sverige	138,1	138,1
Danmark	33,6	32,4
Finland	85,8	83,4
Sum Norden	392,9	386,8

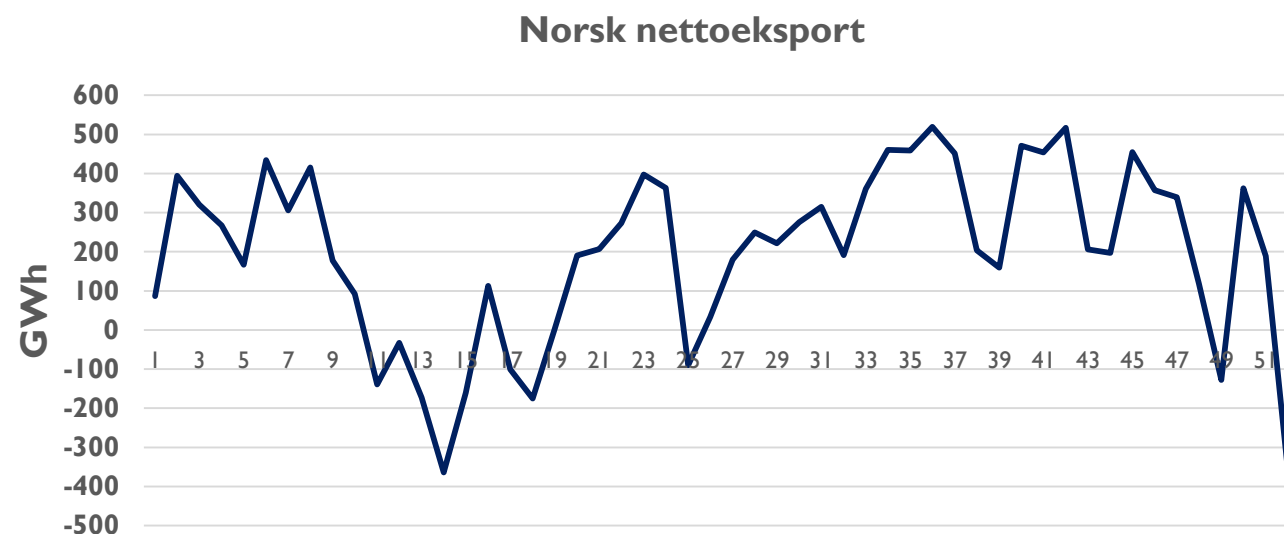
  

Nettoeksport (TWh)	2018	2017
Norge	10,3	15,3
Sverige	18,8	20,4
Danmark	-5,0	-4,4
Finland	-19,5	-20,1
Sum Norden	4,5	11,2

Det norske forbruket endte på rekordhøye 135,4 TWh, noe som er 2,5 TWh høyere enn året før. 2018 hadde en kald mars og april, noe som trakk opp det alminnelige forbruket og ga nettoimport av kraft til Norge i den perioden. I tillegg har økt elektrifisering av samfunnet, spesielt innen petroleumssektoren, bidratt til økningen. Det var også en økning i forbruket til kraftkrevende industri.

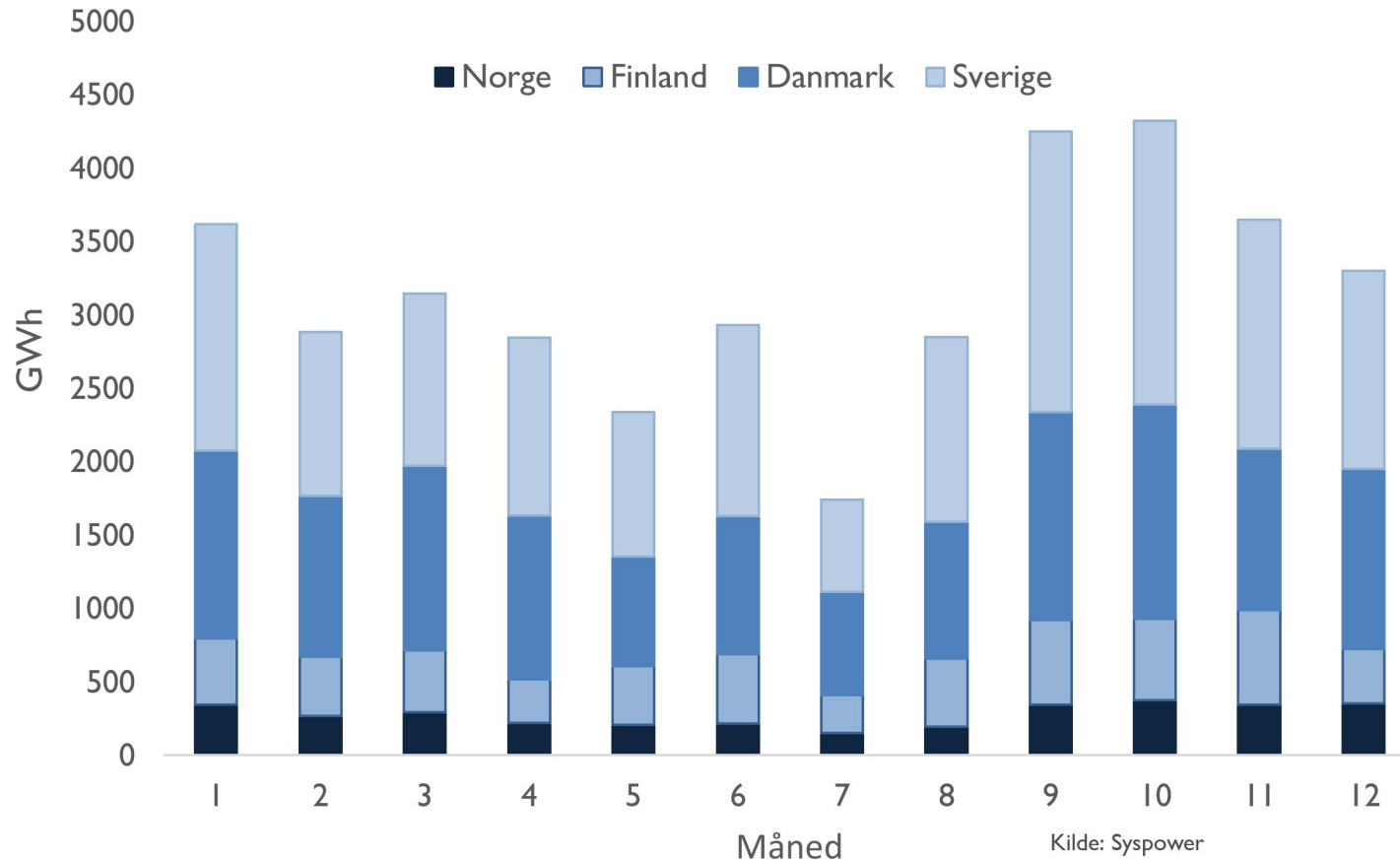
I likhet med krafttetterspørselen var også den norske kraftproduksjonen høy i 2018, selv om det var en nedgang på 2,5 TWh sammenlignet med 2017. Høye kraftpriser har bidratt til å holde vannkraftproduksjonen høy, på tross av lavt tilsig i sommer. Den kraftige nedbørsperioden i tredje kvartal bidrog til at kraftproduksjonen holdt seg oppe.

Den norske nettoeksporten gikk ned 5 TWh sammenlignet med i fjor og endte på 10,3 TWh. Dermed ble 7 prosent av norsk kraftproduksjon eksportert, mens en andel på 93 prosent av produksjonen gikk til å dekke behovet for norske kraftkunder.



# Produksjon og forbruk

## Oppgang i nordisk vindkraftproduksjon



Kilde: Syspower

### Nordisk Vindkraftproduksjon:

2018: 38,5 TWh

2017: 37,6 TWh

2016: 31,7 TWh

2015: 34,0 TWh

2014: 25,5 TWh

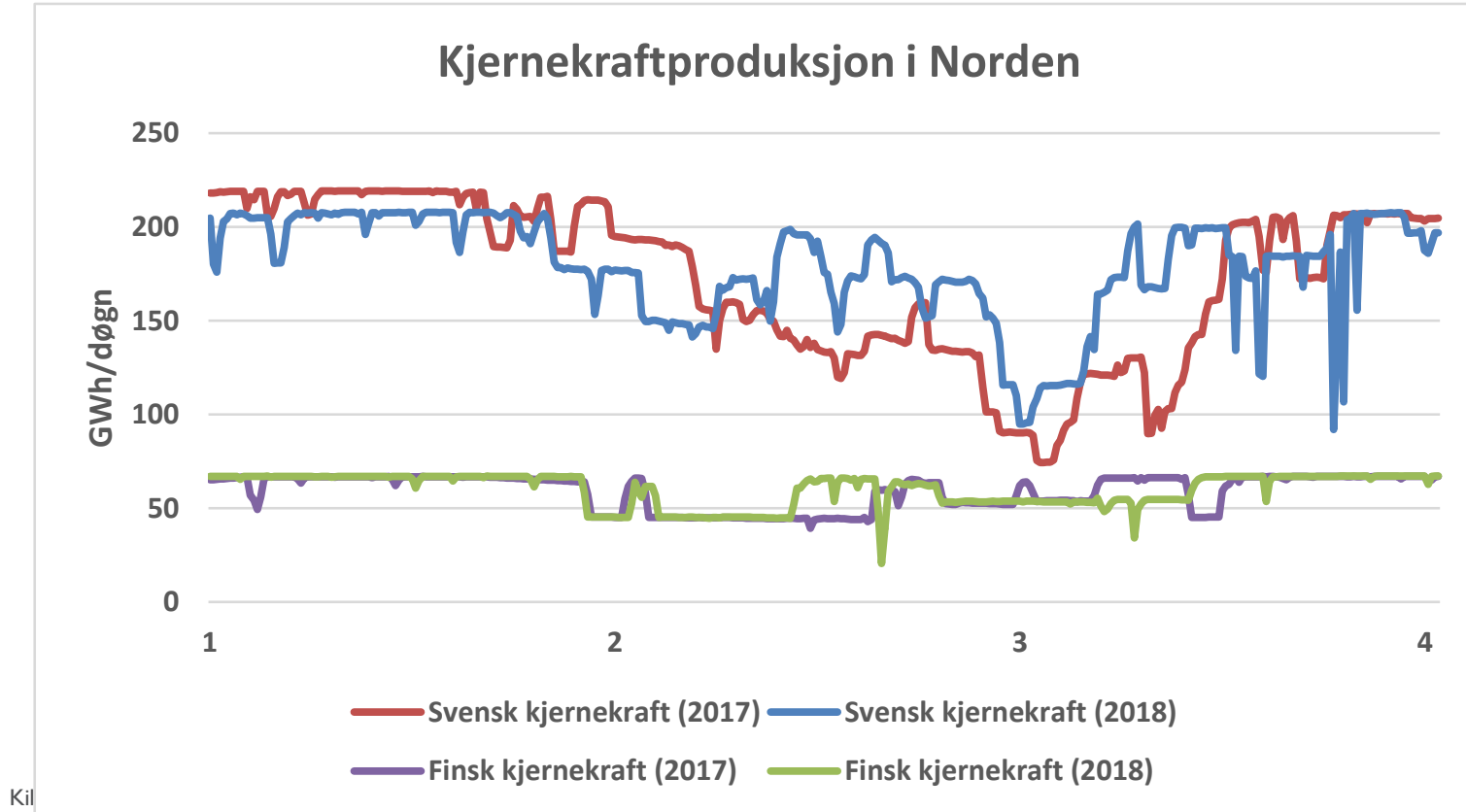
2013: 21,5 TWh

Figuren til venstre viser fordelingen av nordisk vindkraftproduksjon over året og mellom de nordiske landene. Totalproduksjonen var ca. 1 TWh høyere enn året før.

Det var økningen i norsk og finsk vindkraftproduksjon som sikret en økning i den nordiske vindkraftproduksjonen i 2018. Norge produserte 3,3 TWh, og Finland 5,4 TWh. Årsproduksjonen var på henholdsvis 16,2 og 13,4 TWh i Sverige og Danmark, noe som er en nedgang sammenlignet med fjoråret.

# Produksjon og forbruk

## Høy produksjon av kjernekraft i Norden



Kjernekraftproduksjonen i Sverige og Finland var på hele 65,2 og 21,8 TWh i 2018 og er fortsatt over dobbel så stor kilde som vindkraft til elektrisk energi i Norden.

Tilgjengeligheten på svensk kjernekraft var over 80 prosent i 2018. Som figuren til venstre viser lå produksjonen nær maksimal kapasitet gjennom hele første kvartal og høyere enn året før. I motsetning til 2017, da den store vedlikeholdsperioden var lagt til andre kvartal, var en større del av produksjonskapasiteten ute til vedlikehold i tredje kvartal i fjor.

I likhet med tidligere år var tilgjengeligheten i finsk kjernekraftproduksjon stabil på over 90 prosent av kapasiteten gjennom hele 2018.



# Kraftutveksling

## lavere markedsflyt på alle forbindelser ut av Norden i 2018

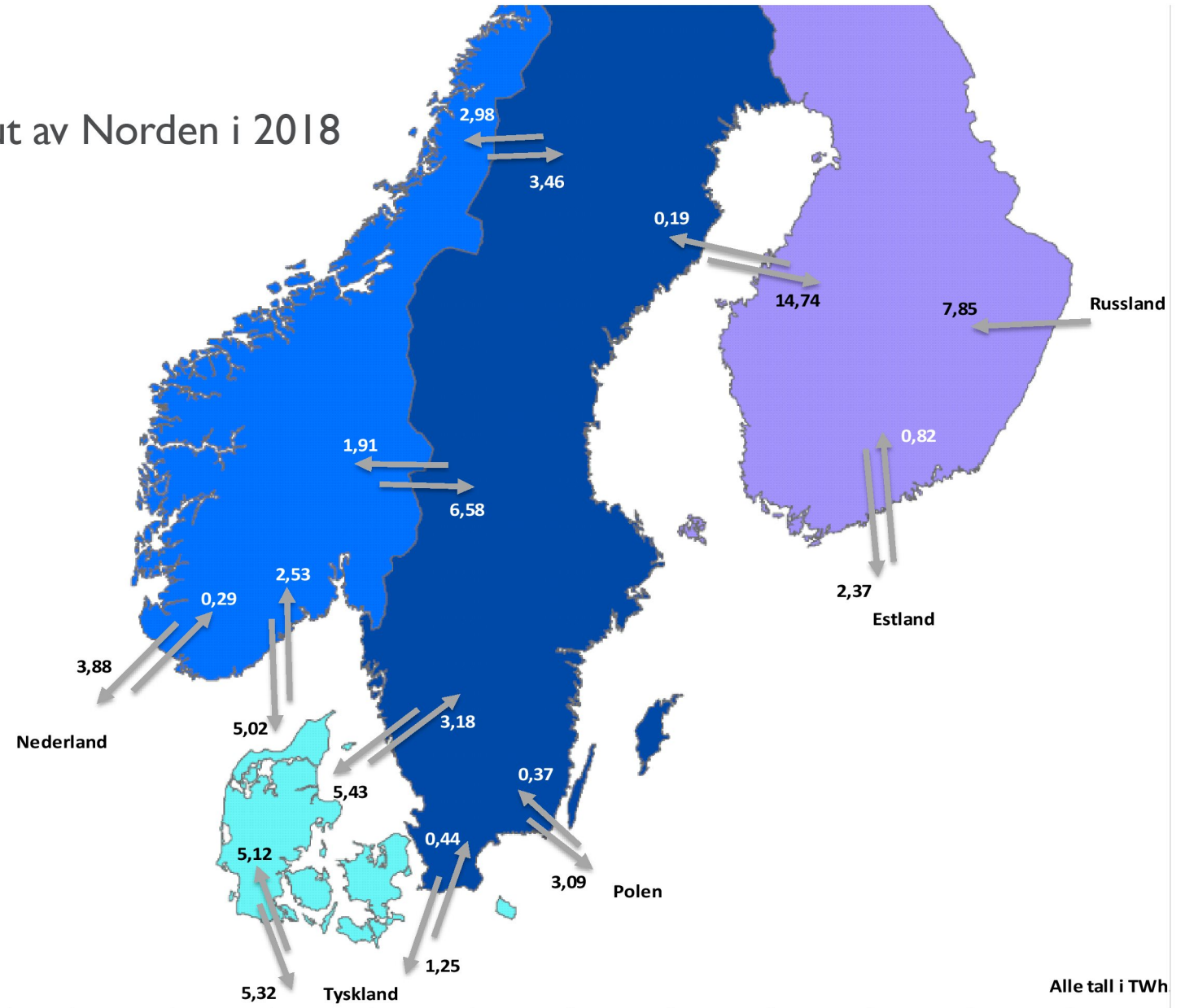
Den markedsflyten ut fra Norge endte på 10,2 TWh. Markedsflyten er den planlagte flyten på forbindelsene fra budgivning i kraftmarkedet.

Av dette gikk 5,1 TWh mot Sverige og henholdsvis 3,6 og 2,5 TWh mot Nederland og Danmark. Det er en nedgang på alle forbindelser sammenlignet med i fjor.

Det var markedsflyt på alle forbindelser ut av Norden, med unntak av forbindelsen mellom Finland og Russland. Importen til Finland var derimot meget høy.

Nordisk markedsflyt fordelt på land (TWh)	
Tyskland	1,0
Nederland	3,6
Russland	-7,8
Polen	2,7
Lituaen	2,7
Estland	1,5
Norden	3,7

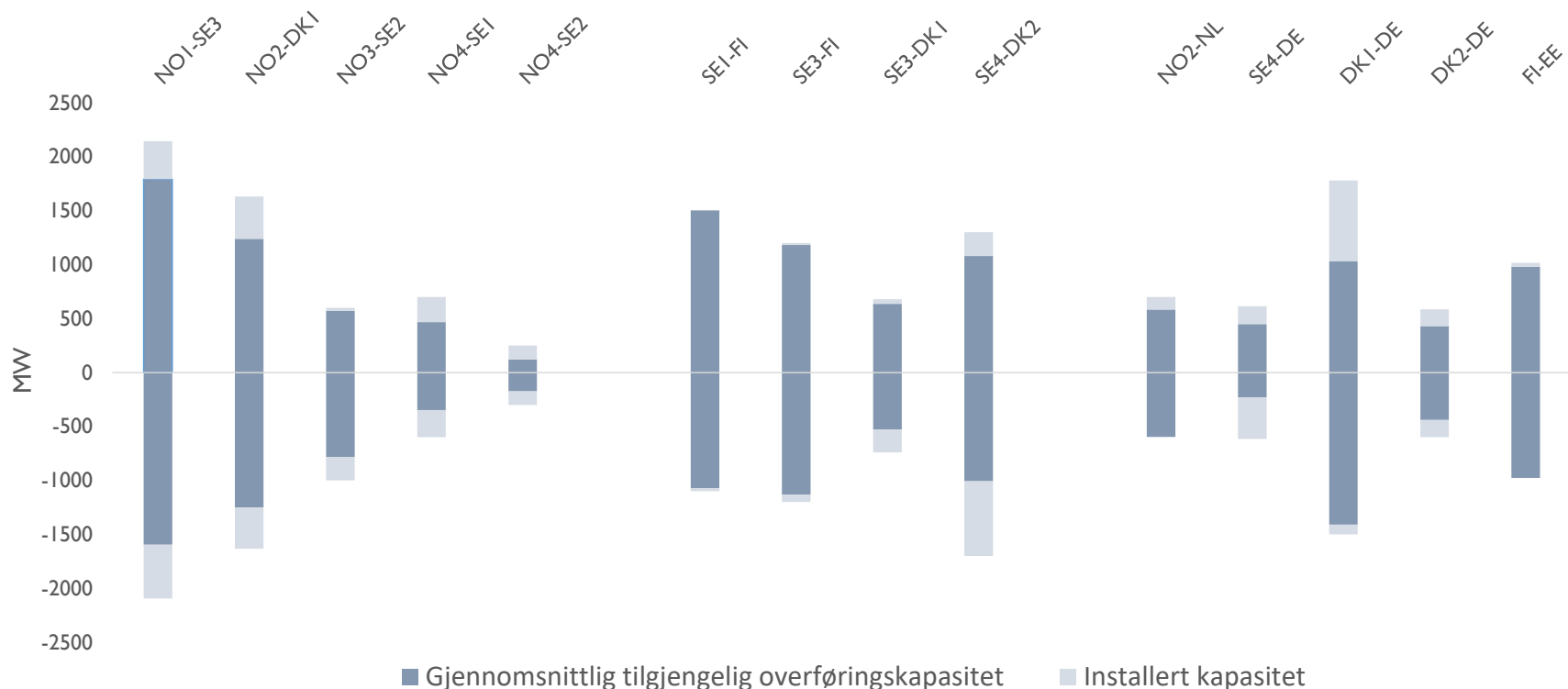
Kilde: Syspower



# Kraftutveksling

## Kraftnettet internt i Norden bedre utnyttet i 2018

Tilgjengelig overføringskapasitet i Norden i 2018



I løpet av 2018 ble de siste av Oslofjord-kablene skiftet ut, og resultatet har vært en betydelig økning i kapasitet på den viktigste mellomlandforbindelsen til Norge mellom NO1 (Østlandet) og SE3 (Sverige).

Det har også vært en kraftig forbedring i den tilgjengelige kapasiteten til handel mellom Jylland og Tyskland. I snitt var det gitt 506 MW mer kapasitet i retning Tyskland i 2018, sammenlignet med 2017.

Den forbedrede utnyttelsen av kraftnettet har styrket handelsmulighetene til Norge og Norden med Europa i 2018.



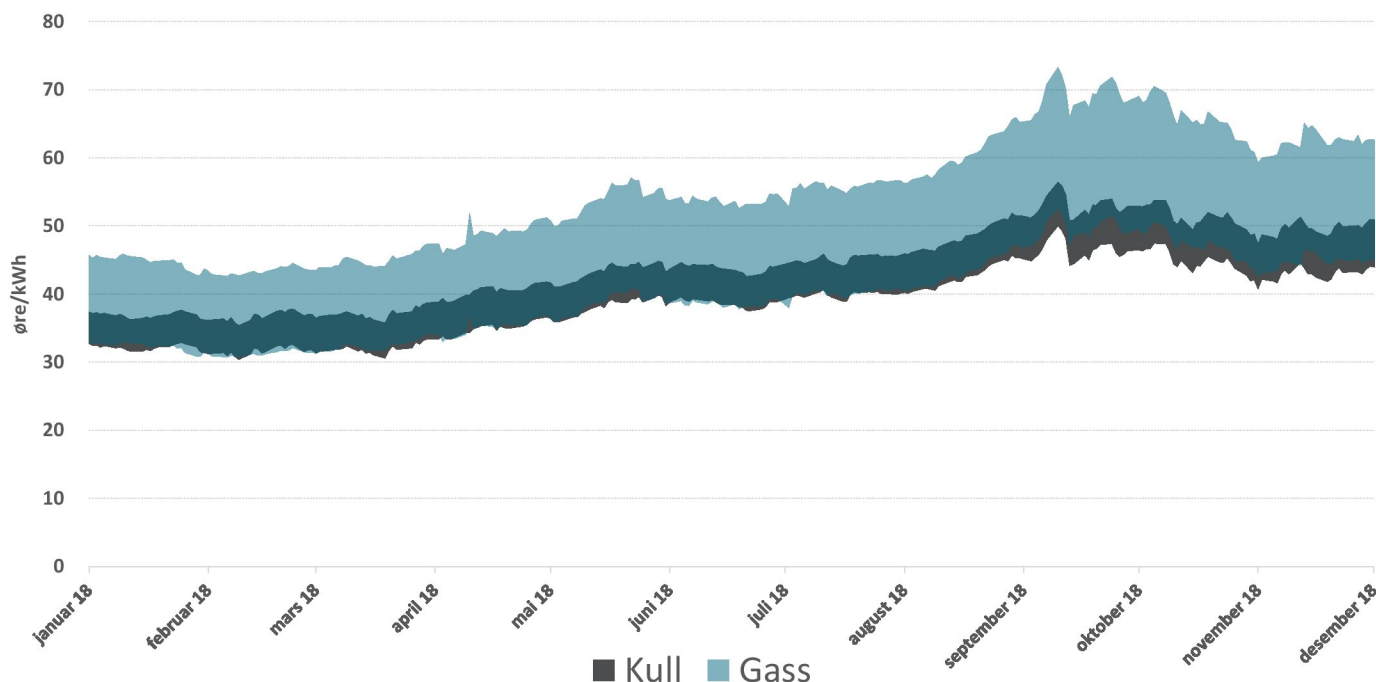
# Brenselspris og CO<sub>2</sub>-prisutvikling

Tredobling av CO<sub>2</sub>-prisen økte kostnaden av europeisk kraftproduksjon

	2018	2017	Endring	Kilde	Kontrakttype
Kull, \$/tonn	94	84	12 %	API2	Nærmeste kvartalskontrakt
Gass EUR/MWh	24	17	40 %	TTF	Nærmeste kvartalskontrakt
CO <sub>2</sub> , EUR/tonn	18	6	198 %	NASDAQ	Nærmeste årskontrakt

Prisen på gass og kull gikk opp med henholdsvis 40% og 12% i 2018. Det er imidlertid doblingen av CO<sub>2</sub>-prisen som har bidratt til økte kostnader for termisk kraftproduksjon i Europa, som vist i figuren til venstre. Båndet i figuren viser forskjellen i kostnader i kraftverk med høy og lav virkningsgrad.

Marginalkostnader for kull- og gasskraftverk



Den gjennomsnittlige kostnaden for å produsere kraft fra kull økte med 35 prosent i Europa i 2018 sammenlignet med 2017. Kostnaden til produksjon av gasskraft fikk en større økning på 40 prosent i samme periode.

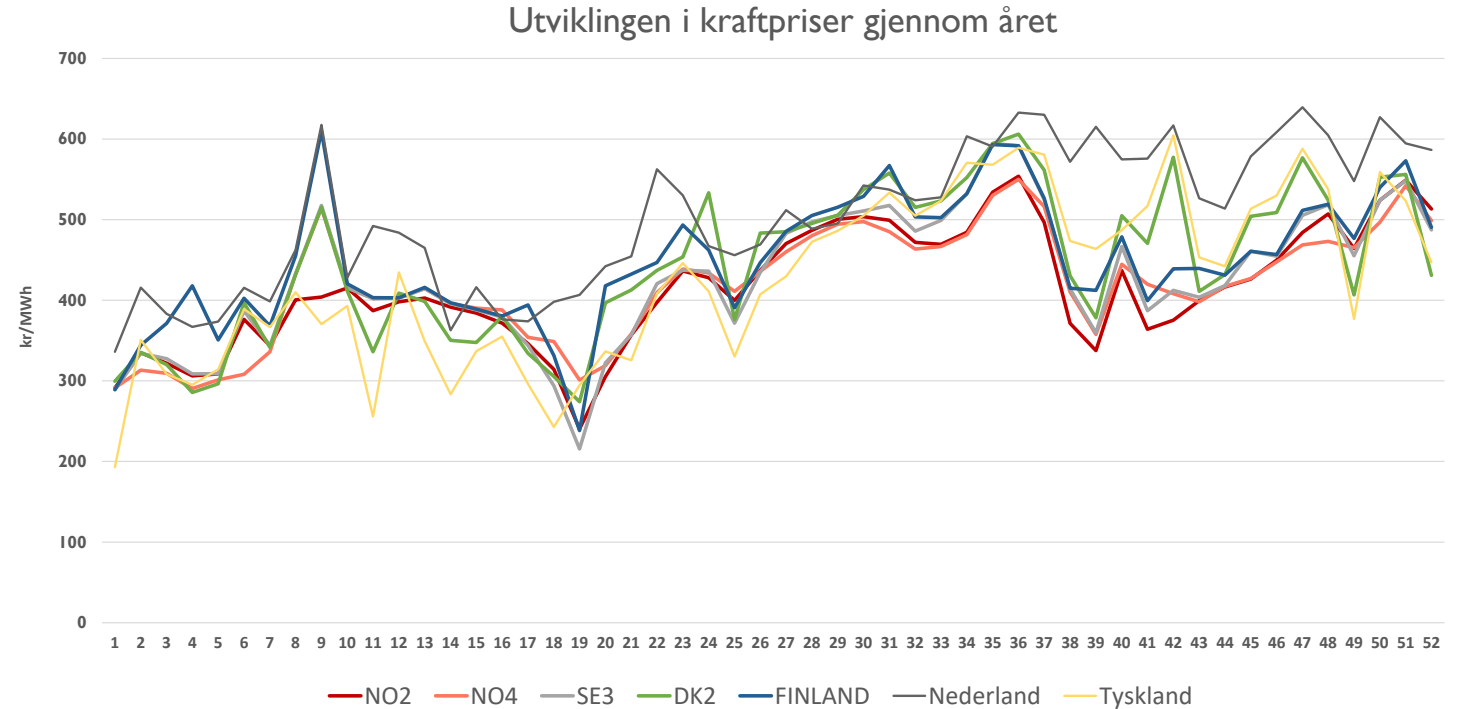
Markedsforholdene og produksjonskostnadene i andre kraftverk, spesielt kull- og gasskraftverk, har stor betydning for vannverdien (den forventede verdien av å spare vann). Les mer om kraftsystemet på <https://www.nve.no/stromkunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/>



# Kraftpriser

## Oppgang i nordisk prisnivå i 2018

Elspotpriser (kr/MWh)	2018	2017	Endring (%)
Øst-Norge (NO1)	419,3	270,8	35
Sørvest-Norge (NO2)	415,5	268,9	35
Midt-Norge (NO3)	419,8	240,4	43
Nord-Norge (NO4)	423,4	275,4	35
Vest-Norge (NO5)	413,6	269,0	35
SE1	424,8	287,7	32
SE2	424,8	287,7	32
SE3	427,8	291,4	32
SE4	445,2	300,2	33
Finland	449,5	309,7	31
Jylland (DK1)	423,0	280,7	34
Sjælland (DK2)	443,6	298,2	33
Estland	452,1	309,8	31
Tyskland (EEX)	427,0	318,4	25
Nederland	504,5	366,7	27



Kraftprisene økte med overkant av en tredjedel i 2018 sammenlignet med 2017. Hovedårsaken til dette er økning i kull- gass- og CO<sub>2</sub>-priser. Dette hever kostnaden for kraftimport til Norge. Det fører også til økt verdi av å spare vann til kraftproduksjon som alternativ til import. Det bidrar til å løfte prisen vannkraftprodusenter er villig til å produsere for.

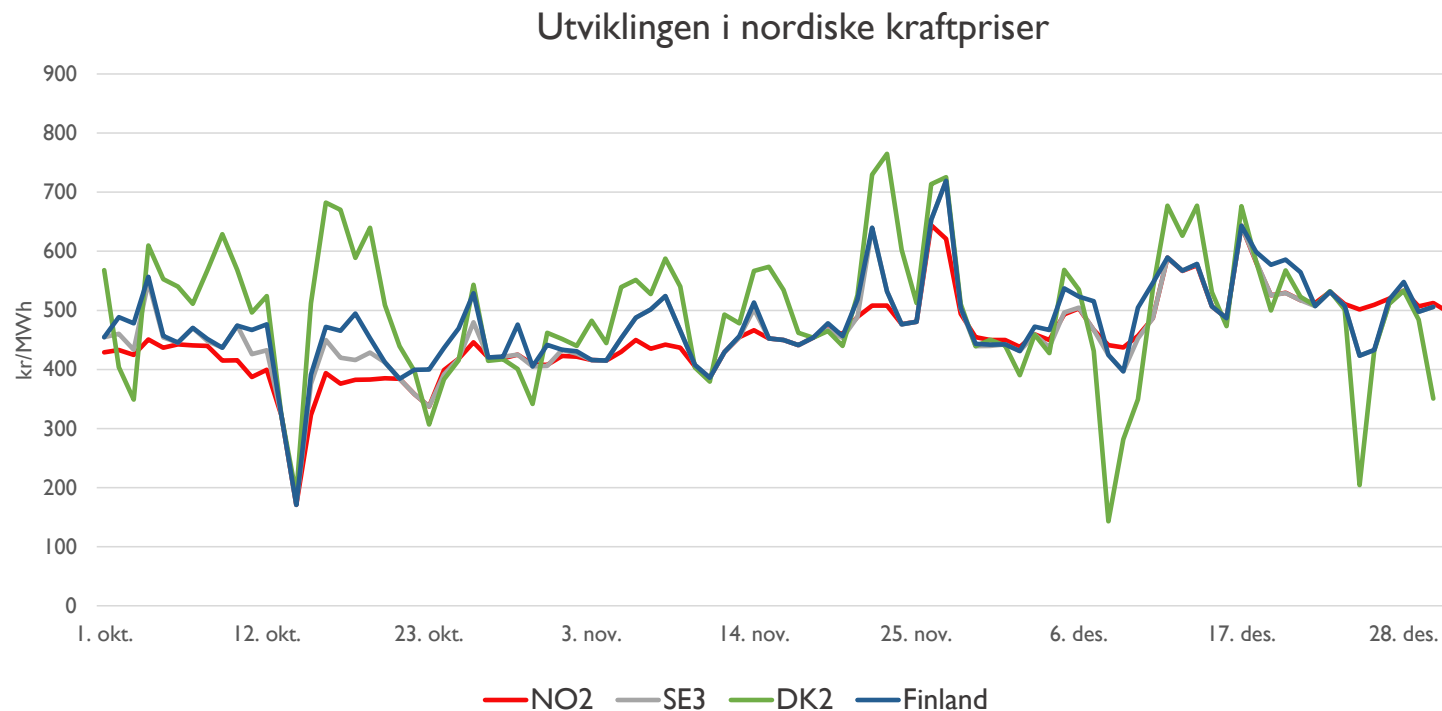
Kulde i overgangen fra mars til april, og tørkeperioden i juni og juli bidro til å løfte de norske kraftprisene opp mot prisnivået i Europa. Bedre tilgjengelighet på de eksisterende mellomlandsforbindelsene har også bidratt til at forskjellen mellom norske og europeiske kraftpriser har blitt redusert.

Mot slutten av september falt de norske kraftprisene grunnet den ekstremt kraftige nedbøren, men prisene tok seg opp igjen igjennom fjerde kvartal.

# Kraftpriser

## Fjerde kvartal

Elspotpriser (kr/MWh)	4. kvartal	4. kvartal	Endring (%)
	2018	2017	
Øst-Norge (NO1)	455,3	288,7	37
Sørvest-Norge (NO2)	455,2	287,0	37
Midt-Norge (NO3)	454,8	290,9	36
Nord-Norge (NO4)	454,7	287,2	37
Vest-Norge (NO5)	445,7	288,5	35
SE1	457,6	290,7	36
SE2	457,6	290,7	36
SE3	464,9	298,6	36
SE4	502,9	316,6	37
Finland	478,1	317,2	34
Jylland (DK1)	475,6	282,3	41
Sjælland (DK2)	496,5	305,7	38
Estland	488,5	317,6	35
Tyskland (EEX)	506,6	318,1	37
Nederland	584,0	428,4	27



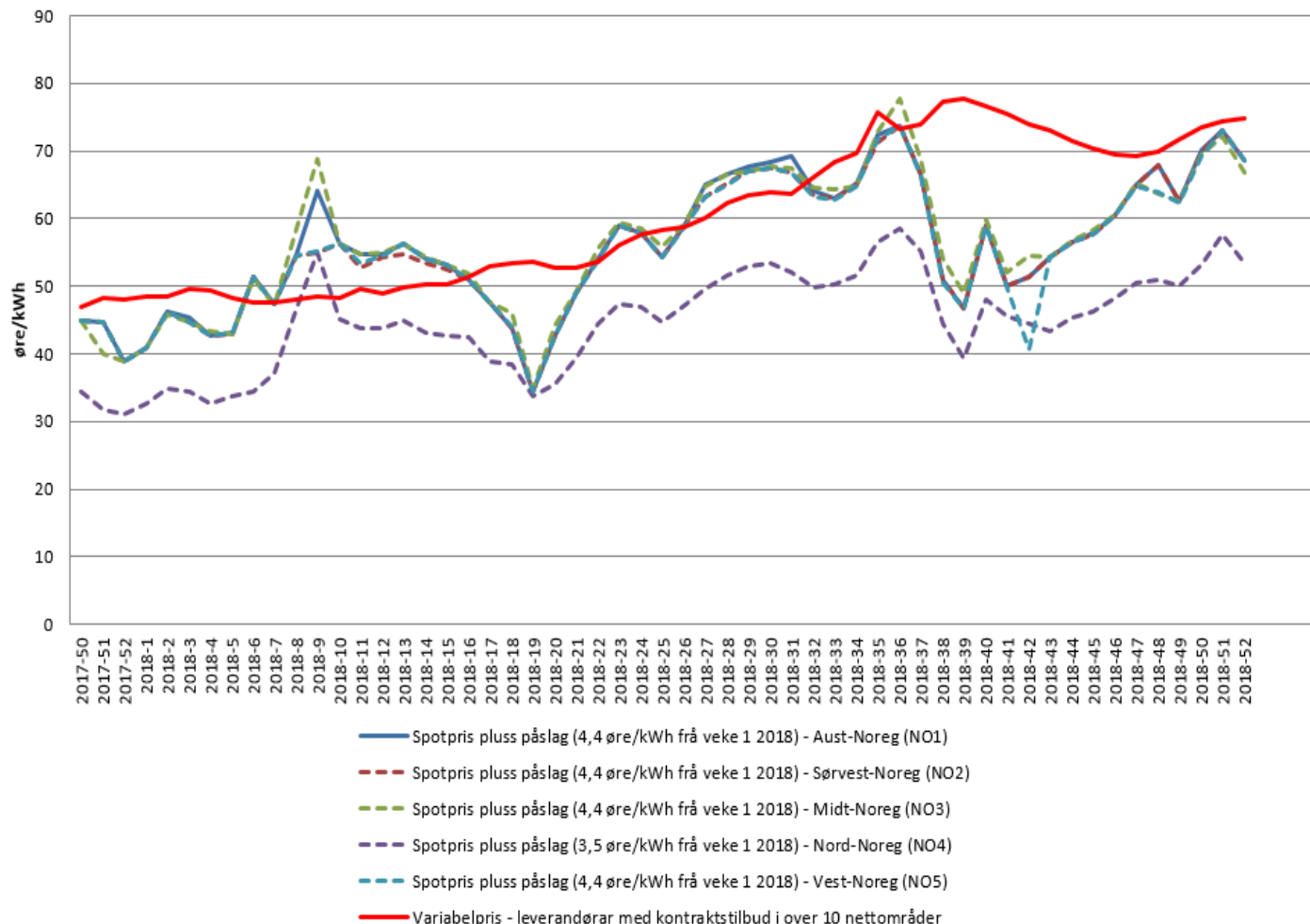
Figuren over viser hvordan kraftprisene i noen utvalgte elspotområder utviklet seg gjennom fjerde kvartal. I perioder med mye vindkraft sank prisene.

Kraftprisene i Norden lå 35-37 prosent høyere i fjerde kvartal 2018 sammenlignet med samme kvartal i 2017. Prisene for fjerde kvartal er de høyeste siden 2010. Kraftprisen for november måned på 46 øre/kWh for NO1 og NO2 har aldri vært høyere. De norske kraftprisene for fjerde kvartal endte opp på 45 øre/kWh. Den tyske kraftprisen ble 51 øre/kWh i snitt i samme periode.



# Kraftpriser

## Økning i sluttbrukerpriser



### Beregnet strømkostnad (NOK)

	Forbruk	2018	2017	Endring
Øst-Norge (NO1)	10000 kWh	5597	3904	1693
	20000 kWh	11194	7809	3385
	40000 kWh	22388	15618	6770
Sørvest-Norge (NO2)	10000 kWh	5547	3878	1669
	20000 kWh	11093	7754	3339
	40000 kWh	22187	15510	6677
Midt-Norge (NO3)	10000 kWh	5638	3943	1695
	20000 kWh	11277	7887	3390
	40000 kWh	22553	15773	6780
Nord-Norge (NO4)	10000 kWh	4468	2820	1648
	20000 kWh	8937	5642	3295
	40000 kWh	17874	11283	6591
Vest-Norge (NO5)	10000 kWh	5523	3875	1648
	20000 kWh	11047	7752	3295
	40000 kWh	22093	15502	6591
Variabel priskontrakt	10000 kWh	6263	4352	1911
	20000 kWh	11812	8457	3355
	40000 kWh	23369	16688	6681

Sluttbrukerprisene fulgte utviklingen til engros-markedet og økte i 2018.

For et forbruk på 20000 kWh hadde en kunde på Østlandet en estimert strømkostnad på 11194 kroner. Det er en økning i strømkostnad på ca. 3400 kroner sammenlignet med 2017.