ENERGIFAKTA NORGE

Faktaside om norsk energisektor

Norsk energiforsyning ›
- Kraftproduksjon ›
- Varmeforsyning ›
- Strømnettet ›
- Kraftmarkedet ›
- Forsyningssikkerhet ›

Regulering av energisektoren ›
- Det juridiske rammeverket ›
- Konsesjonsbehandling ›
- Regulering av nettvirksomheten ›
- Skattelegging av kraftsektoren ›
- EØS-avtalen og energisamarbeidet med EU ›
- Elsertifikatordningen ›

Energipolitikk og eierskap ›
- Verdt å vite om norsk energipolitikk ›
- Eierskap i kraftsektoren ›

Norsk energibruk ›
- Hva påvirker energibruken? ›
- Energibruk i ulike sektorer ›
- Energibruk i bygg ›
- Merkeordninger og minstekrav ›

NORSK ENERGIFORSYNING



KRAFTPRODUKSJON

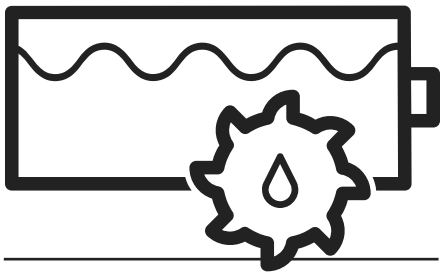
Norsk kraftforsyning har den høyeste fornybarandelen og de laveste utslippene i Europa.



Kraftforsyningen i Norge ved inngangen av 2025 hadde en installert produksjonskapasitet på 40 334 MW, med en samlet normalårsproduksjon på rundt 157 TWh. Året 2024 satte ny rekord med en kraftproduksjon på 157,2 TWh, mens 2023 hadde en total produksjon på 154 TWh. Kun i 2020 (154,2 TWh) og 2021 (157,1 TWh) har Norge opplevd høyere kraftproduksjon i løpet av ett år. Derimot var 2022 preget av lite nedbør og lavt tilsig, noe som resulterte i en samlet kraftproduksjon på 146,1 TWh.

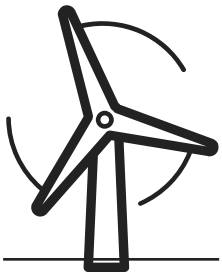
1781 VANNKRAFTVERK

Om lag 88 prosent av den norske normalårsproduksjonen.



1240 MAGASINER

Lagringskapasitet på i overkant av 87 TWh.



65 VINDKRAFTVERK

Om lag 11 prosent av den norske normalårsproduksjonen.

Egenskaper ved den norske kraftforsyningen

Den norske kraftforsyningen består i hovedsak av vannkraft, vindkraft og varmekraft. Vannkraft utgjør om lag 88 prosent av den norske kraftforsyningen, og ressursgrunnlaget avhenger av den årlige nedbørsmengden. Dette til forskjell fra store deler av Europa, der termisk kraftproduksjon, basert på kull-, gass- og kjernekraft, dominerer.

Et særtrekk ved den norske vannkraften er muligheten til å lagre energi. Norge har halvparten av Europas magasinkapasitet, og i overkant av 75 prosent av den norske produksjonskapasiteten er regulerbar. Magasinkraftverkene har høy fleksibilitet og produksjonen kan justeres opp og ned raskt etter behov, og til lave kostnader. I kraftsystemet som helhet må det være balanse mellom forbruk og produksjon til enhver tid. Et økende innslag av uregulerbar kraftproduksjon, som vindkraft og solkraft, stiller større krav til at det er tilgjengelig fleksibilitet i kraftsystemet.

Kraftmarkedet i Norge ble deregulert i 1991. Få land hadde på det tidspunktet et markedsbasert kraftsystem. Markedet er i dag en grunnleggende del av den norske kraftforsyningen. Kraftprisene gir signaler om behovet for nye investeringer, samtidig som markedet bidrar til å balansere produksjon, forbruk og overføring av strøm på kort sikt.

Lokaliseringen av fornybar kraftproduksjon er i all hovedsak basert på ressurstilgangen. Produksjonskapasiteten er derfor ujevnt fordelt regionalt. Overføringsnettet er avgjørende for at kraften kan overføres til forbrukere i ulike deler av landet.

Norge er tett integrert med de nordiske kraftsystemene både markedsmessig og fysisk. Det nordiske markedet er videre integrert med Europa gjennom overføringsforbindelser for kraft til Nederland, Tyskland, Storbritannia, Baltikum og Polen. Tilknytningen til andre lands kraftsystemer, et velutbygd overføringsnett og vannkraftens produksjonsegenskaper gir samlet sett den norske kraftforsyningen stor fleksibilitet og reduserer sårbarheten for vekslende produksjon over sesonger og år.

VANNKRAFT

Vannkraften er ryggraden i det norske kraftsystemet. I dag står 1781 vannkraftverk for om lag 88 prosent av den samlede norske normalårsproduksjonen. Samlet installert effekt for norsk vannkraft var på 33 947 MW i 2024.

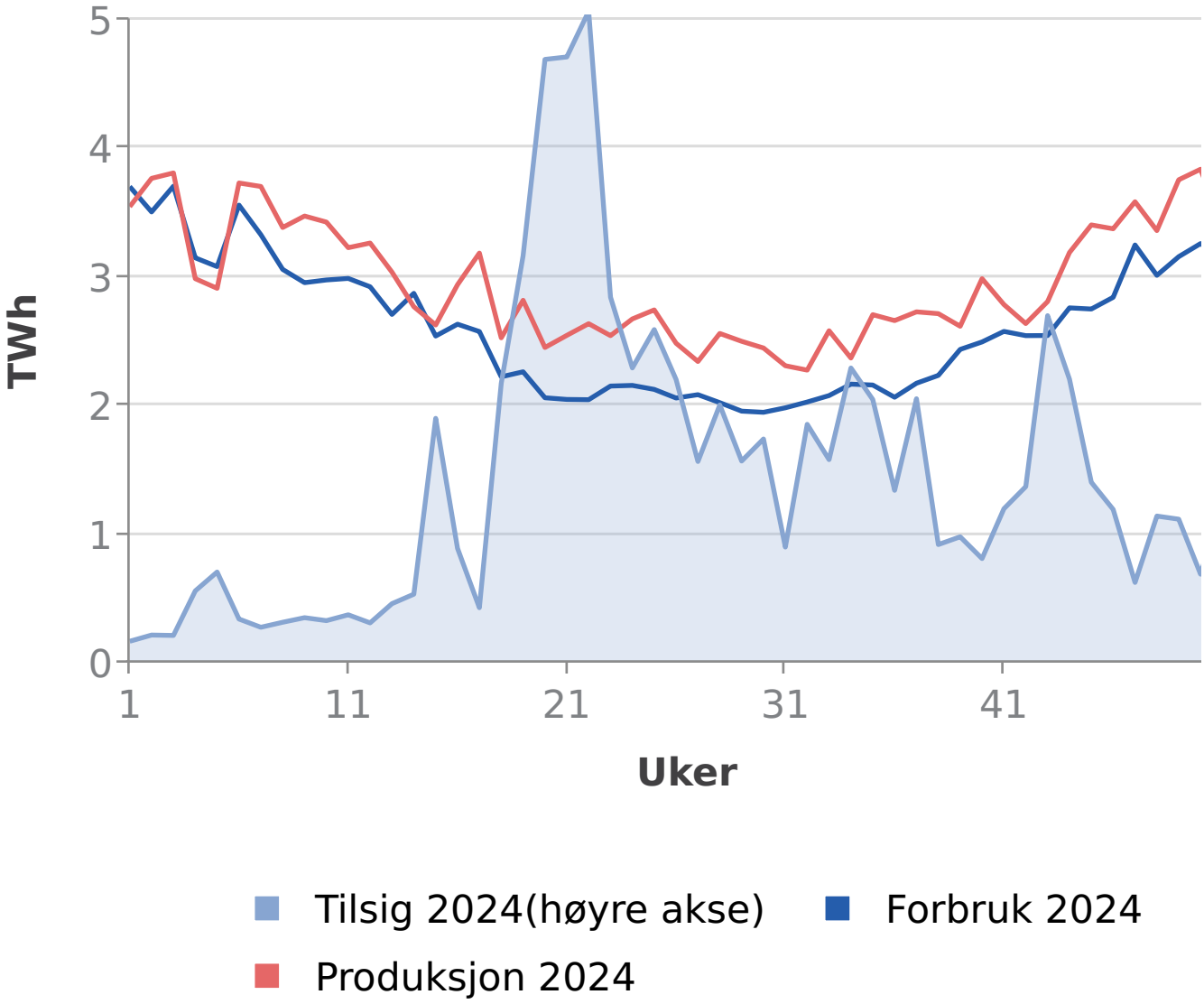
Vanntilsig og installert produksjonskapasitet danner grunnlag for hva den norske vannkraften kan produsere. Mengden tilsig varierer betydelig gjennom året og fra år til år. Tilsiget er stort under snøsmeltingen om våren, og avtar normalt utpå sommeren og frem mot høsten. Høstflommer gir normalt en økning i tilsiget mens det vanligvis er svært lite i vintermånedene.

Vannkraftsystemet har en normalårsproduksjon på 137,6 TWh per 2024. Normalårsproduksjonen beregnes av NVE og bygger på observerte tilsig over en lenger periode. Referanseperioden er 1991–2020.

Norge har i dag 1240 vannmagasiner med en samlet magasinkapasitet på over 87 TWh. Om lag halvparten av lagringskapasiteten dekkes av de 30 største magasinene. De fleste magasinene ble bygget før 1990. Oppgraderinger og utvidelser av kraftverkene har økt evnen til å utnytte magasinene.

Tilsig, forbruk og produksjon av kraft i Norge, 2024

Oppdatert: 03.04.2025
Kilde: NVE



Regulert og uregulert kapasitet

I kraftsammenheng skilles det gjerne mellom regulerbar og uregulerbar produksjon. Regulerbarhet angir hvilken evne det enkelte kraftverk har til å endre produksjonen etter markedsforholdene. Gjennom å lagre vann i magasiner kan mange kraftverk i Norge tilpasse sin produksjon, innenfor de begrensninger som er gitt av konsesjon og av forholdene i vassdraget.

Vind- og solkraft har ingen reguleringsevne, og må produsere når energien er tilgjengelig. Det samme gjelder de fleste elvekraftverk og småvannkraftverk. Enkelte større elvekraftverk og småkraftverk har også en viss evne til å regulere deler av produksjonen.

I overkant av 75 prosent av produksjonskapasiteten i Norge er regulerbar.

Den regulerbare vannkraften kan ved hjelp av magasinene produsere kraft selv i perioder med lite nedbør og lavt tilsig. Tilgangen på stor magasinkapasitet gir mulighet til å utjevne produksjonen over år, sesonger, uker og døgn avhengig av markedsforhold, innenfor de begrensninger som er gitt av konsesjon og forholdene i vassdraget.

Norge har en høy andel elektrisitet i oppvarming, som bidrar til at kraftprisen- og produksjonen fra magasinkraftverkene som regel er høyest om vinteren.

Produksjonen fra den uregulerbare vannkraften må følge utviklingen i tilsiget. Slike kraftverk har stor produksjon gjennom vår og sommer, når forbruket er på sitt laveste.

Reguleringsevnen til ulike kraftverk og magasiner varierer. Noen vannkraftverk med små magasiner er regulerbare på kort sikt og kan flytte vann fra lavlasttimer på natten til høylasttimer på dagen. Kraftverk med større magasiner kan holde igjen vann i lengre perioder og øke produksjonen vinterstid, når forbruket er størst og prisnivået høyest. Blåsjø er Norges største magasin med en magasinkapasitet på 7,8 TWh. Magasinet rommer tre års normaltilsig, men kan med full produksjon tømmes i løpet av 7–8 måneder. Hensikten med så store magasiner er å kunne lagre vann i nedbørsrike år til bruk i nedbørfattige år. En stor del av magasinkapasiteten i Norge er i fjellområdene i Sør-Norge, spesielt i Telemark, og i Vestlandsfylkene (Rogaland og Vestland) og i Nordland.

Magasinene gir mulighet til å disponere vannet slik at det skapes størst mulig inntekter fra vannressursene. For samfunnet som helhet er målet å fordele produksjonen i tid slik at det tilsiget av vann utnyttes best mulig over året og eventuelt mellom år. En grunnleggende forutsetning for dette er at produsentene står overfor økonomiske insentiver som reflekterer de underliggende fysiske forholdene. Markedet har derfor en viktig rolle i å sikre en effektiv disponering av vannet i magasinene.

Produsentenes markedstilpasning

En vannkraftprodusent har lave variable kostnader siden innsatsfaktoren, vann, er gratis. Eieren av et elvekraftverk vil derfor være villig til å produsere til priser rett over null. Det samme prinsippet gjelder uregulerbare teknologier som vind- og solkraft. Uregulerbar produksjon skjer generelt uavhengig av pris, men varierer med værforholdene. For termisk kraft, som kull, gass- og kjernekraftverk er det lønnsomt å produsere så lenge kraftprisen dekker produksjonskostnaden i den aktuelle driftstimen. Disse kostnadene vil i stor grad avhenge av prisen på kull, gass og utslippskvoter for CO_2.

For en vannkraftprodusent som har muligheten til å lagre vannet vil vurderingen være annerledes. Slike produsenter må til enhver tid vurdere om det skal produseres i dag, eller om vannet skal holdes tilbake for å kunne få en høyere pris på et senere tidspunkt. Det er forskjellen mellom den faktiske og den forventede kraftprisen som eventuelt gjør det lønnsomt å lagre vannet for korte eller lengre perioder.

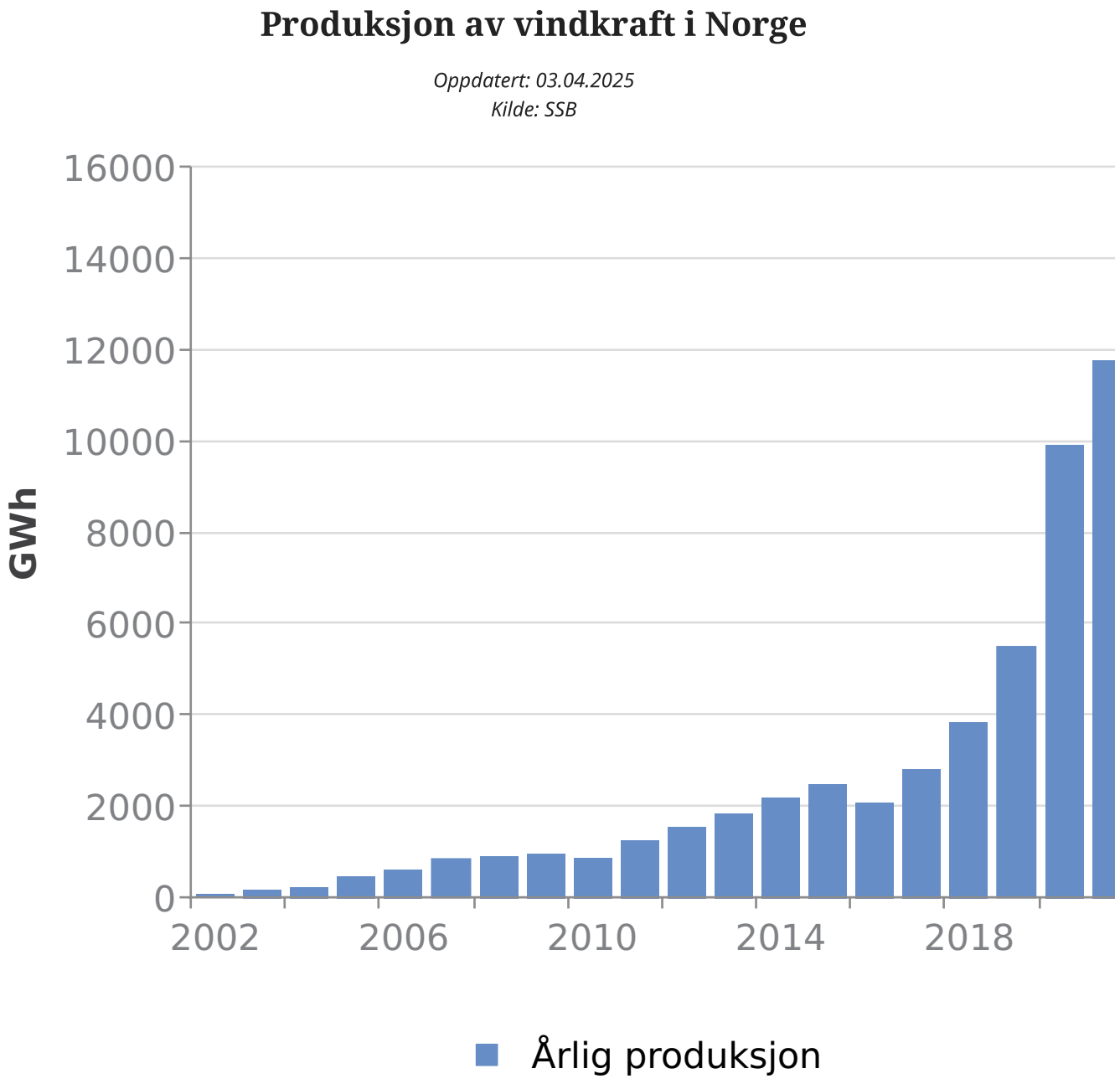
Den grunnleggende utfordringen ved disponeringen av vannkraftmagasinene er at ingen vet sikkert hvor mye tilsig kraftverkene får fremover, eller hvordan markedsforholdene vil utvikle seg. Magasindisponeringen krever derfor betydelig lokalkunnskap og evne til å tolke stadig ny, kompleks og usikker informasjon om tilsig, forbruk og markedsutvikling.

De norske magasinkraftverkene regulerer også produksjonen etter den kortsiktige prisutviklingen, som i stor grad henger sammen med produksjonsmengden fra den uregulerbare kraftproduksjonen i Norden og Europa. Et velfungerende kraftmarked bidrar til at magasinkraftverkene tilpasser produksjonen i forhold til etterspørselen, de øvrige nordiske produksjonsressursene og krafthandelen med kontinentet.

I kraftsystemet som helhet er det også behov for å balansere endringer i forbruk og produksjon gjennom døgnet og innenfor den enkelte timen. Vannkraften kan reguleres raskt opp og ned, til relativt lave kostnader. I termiske kraftverk kan det derimot være tidkrevende og kostbart å regulere produksjonen opp og ned. Norske vannkraftverk er derfor godt egnet til å dekke det kortsiktige behovet for fleksibilitet, et behov som øker med andelen uregulerbar produksjon i det nordiske, og det europeiske kraftsystemet. Dette forutsetter velfungerende integrerte markeder og et tilstrekkelig utbygd overføringsnett.

VINDKRAFT PÅ LAND

Ved inngangen av 2025 var det 65 vindkraftverk med til sammen 1 392 turbiner i Norge. Disse vindkraftverkene hadde en samlet installert kapasitet på 5 082 MW og en normalårsproduksjon på 15,9 TWh. Det utgjør om lag 11 prosent av norsk produksjonskapasitet. Produksjonen fra vindkraft varierer med værforholdene. Vindforholdene kan variere mye mellom dager, uker og måneder. Vindkraftutbyggingen var spesielt stor i 2020, da 5,3 TWh ble satt i drift, fordelt over 18 kraftverk.



HAVVIND

Regjeringen har en ambisjon om at det innen 2040 skal tildeles areal for 30 GW havvindproduksjon. Gjennom satsingen på havvind ønsker myndighetene å bidra til at økt utslippsfri kraftproduksjon i Norge. Satsingen skal også legge til rette for innovasjon og teknologiutvikling og bidra til industriutvikling.

I 2020 ble Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord som de første områdene på norsk sokkel åpnet for fornybar energiproduksjon til havs. Sørlige Nordsjø II ligger helt sør i Nordsjøen, nær grensen til Danmark. Området egner seg for bunnfast havvind. Utsira Nord ligger på et dypere havområde utenfor kysten av Rogaland og egner seg best for flytende havvind. I 2023 kunngjorde Energidepartementet konkurranse om begge prosjektområdene.

I mars 2024 ble den første auksjon for havvind i Norge gjennomført. Auksjonen gjaldt et prosjektområde i Sørlige Nordsjø II og ble gjennomført etter at Energidepartementet hadde prekvalifisert fem aktører. Selskapet Ventyr SN II AS vant auksjonen. Ventyr er et konsortium som er eid av Parkwind og Ingka-gruppen. Selskapet vil bli tildelt prosjektområdet og dermed en tidsavgrenset enerett til å gjennomføre en prosjektspesifikk konsekvensutredning, og å søke om konsesjon etter havenergilova. Staten vil støtte prosjektet med inntil 23 mrd. kroner. Støtten vil ytes gjennom en toveis differansekontrakt med 15 års varighet fra oppstart av produksjon.

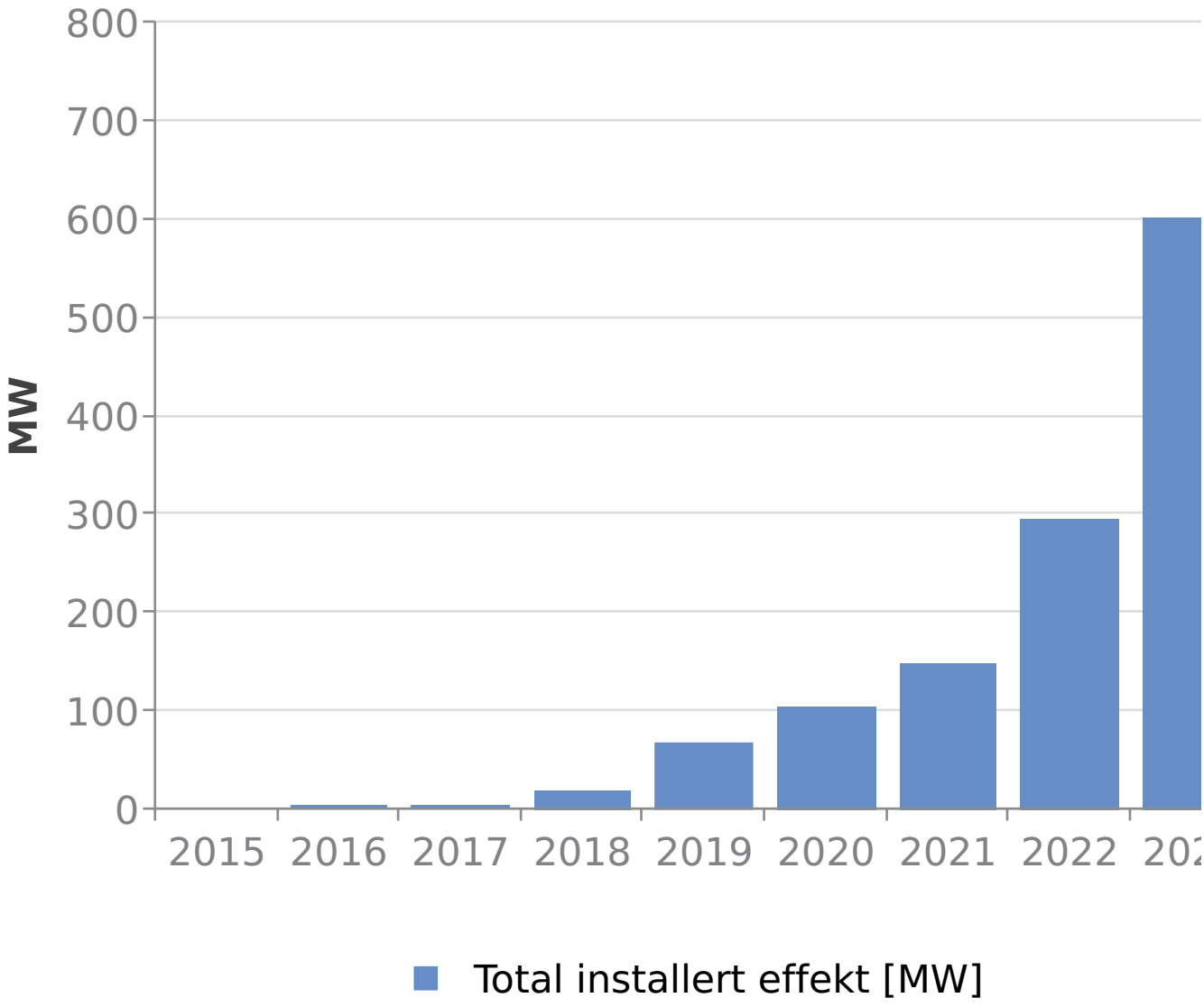
Den videre havvindsatsingen forutsetter tilgang på areal. En gruppe direktorater ledet av NVE har pekt på 20 områder på norsk sokkel som aktuelle for havvindutbygging. Alle disse områdene blir videreført som aktuelle. NVE er derfor bedt om å gjennomføre strategisk konsekvensutredning av disse områdene. Regjeringen vil legge til rette for regelmessige utlysninger av havvindområder. Neste utlysning blir i 2025.

SOLKRAFT

Ved inngangen av 2025 var samlet installert kapasitet for solkraft på 767 MW i Norge. I 2023 var over 90 prosent av solkraften knyttet til det norske strømnettet. Rundt 5 prosent av solcelleanleggene i Norge hadde i 2023 en installert kapasitet på mer enn 50 kW. Disse stod for om lag halvparten av produksjonskapasiteten til solcelleanleggene i Norge. De fleste solcelleanleggene er montert på tak hos private husholdninger og industri, og dekker primært eget forbruk.

Utvikling i nettilknyttet installert effekt for solkraft i Norge.

Oppdatert: 03.04.2025
Kilde: Elhub og NVE



VARMEKRAFT

Varmekraftstasjonene i Norge utgjør i underkant av 1,5 prosent av den samlede produksjonskapasiteten ved inngangen av 2025. Kraftverkene er ofte lokalisert til større industribedrifter som selv har behov for elektrisiteten som produseres. Produksjonen følger derfor i stor grad kraftbehovet i industrien. Energiressursene som benyttes til kraftproduksjon i de termiske anleggene er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme, olje, naturgass og kull. De 30 varmekraftstasjonene i Norge har ved inngangen av 2025 en samlet installert kapasitet på 538 MW.

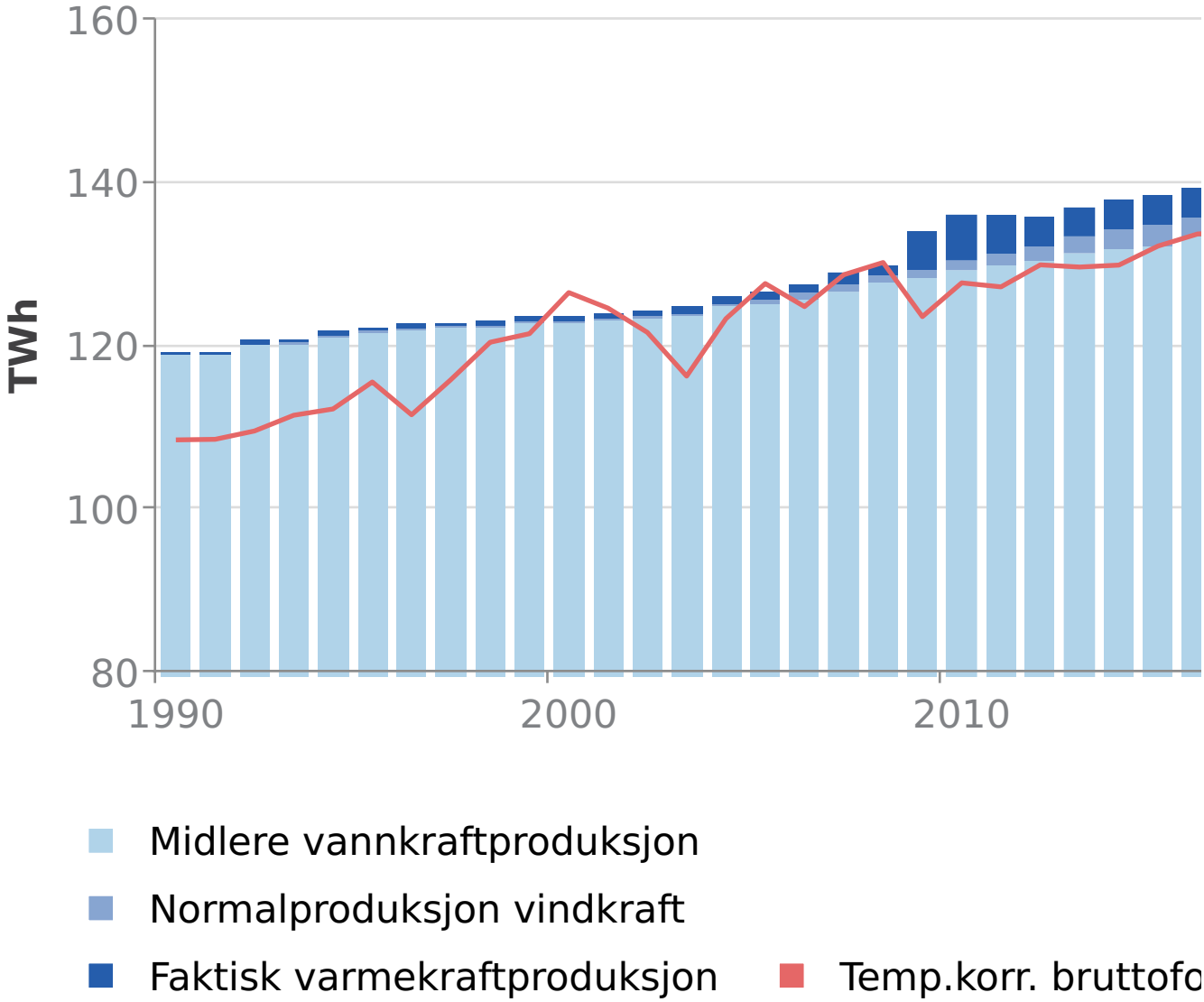
KRAFTBALANSEN

Kraftbalansen uttrykker forholdet mellom produksjon og forbruk, og hvorvidt det i et enkelt år er eksport eller import fra det norske kraftsystemet. Det er store variasjoner i kraftbalansen fra år til år. Forbruket varierer i stor grad med temperaturene, og kraftproduksjonen varierer med tilsig og vindforhold. Den underliggende ressurssituasjonen i den norske kraftforsyningen kan illustreres ved å ta utgangspunkt i den norske produksjonsevnen i et normalt år sammenstilt med det temperaturkorrigerte kraftforbruket, jf. figuren under.

Ved inngangen til 1990-tallet var det et betydelig overskudd i det norske kraftsystemet som ble synliggjort ved dereguleringen av markedet. Etter en periode med fallende investeringer i ny kraftproduksjon og en relativt høy vekst i forbruket, ble kraftoverskuddet redusert utover 2000 tallet. Etter finanskrisen i 2008–2009 har svakere forbruksutvikling og større utbygging av ny kraftproduksjon har bidratt til et stort kraftoverskudd. I 2024 hadde Norge et kraftoverskudd på omtrent 18 TWh. Det er knyttet stor usikkerhet i hvordan kraftoverskuddet vil utvikle seg i årene fremover, og dette avhenger av en rekke faktorer. I årene fremover ventes det for eksempel en stor forbruksvekst.

Produksjonsevne og temperaturkorrigert forbruk 1990-2020, TWh

Oppdatert: 23.02.2021
Kilde: NVE, Nordpool



VARMEFORSYNING

Norge har et kaldt klima og en stor del av energibruken går til oppvarming.

TILBUD OG ETTERSPØRSEL

Norge har et kaldt klima og en stor del av energibruken går til oppvarming. I motsetning til de fleste andre land er det meste av oppvarmingen i Norge basert på elektrisitet. Den høye andelen elektrisk oppvarming kan føre press på kraftforsyningen i kalde perioder.

Husholdninger står for rundt halvparten av energien som går til oppvarming og kjøling. Industrien står for rundt en fjerdedel, mens tjenesteytende næring står for i underkant av en fjerdedel.

FJERNVARME

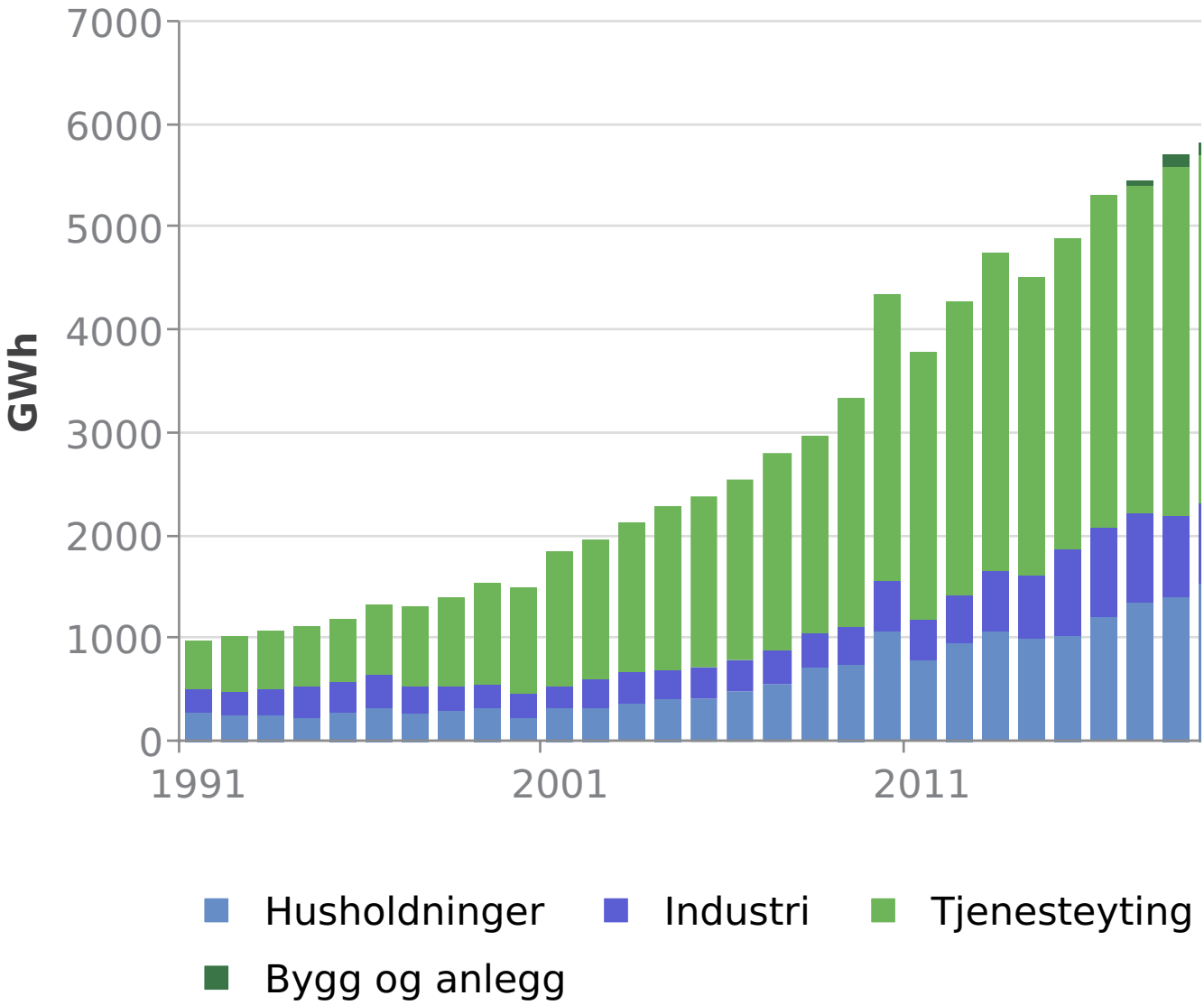
I 2023 ble det levert 7 TWh fjernvarme til sluttbrukere. Fjernvarme kan produseres med mange forskjellige brenselstyper. Avfallsforbrenning dekket om 39,2 prosent av fjernvarmeproduksjonen i 2023, mens anlegg for fast biobrensel dekket 29,2 prosent. Bruk av fossile brensler til fjernvarmeproduksjon er redusert de siste årene.

Fjernvarme forsyner i hovedsak større bygninger. Om lag 54 prosent av forbruket av fjernvarme i 2023 skjedde i bygninger i tjenesteytende sektor, som sykehus, kultur-, undervisnings- og kontorbygg. Fjernvarme benyttes også i boligblokker og i industrien.

Fjernvarme samspiller på en god måte med kraftforsyningen. Dersom fjernvarme kan erstatte kraftforbruk om vinteren, kan dette begrense behovet for investeringer i kraftsystemet. Noen fjernvarmeanlegg kan også bruke elektrisitet når kraftprisen er lav og andre energibærere når kraftprisen er høy.

Fjernvarme levert til ulike sektorer

Oppdatert: 04.10.2024
Kilde: SSB



FJERNKJØLING

Fjernkjøling går ut på at kaldt vann leveres i rør til kjøleformål. Vannet som leveres er typisk pumpet fra havet, innsjøer eller elver. Fjernkjøling har lenge vært i vekst i Norge, men bruken er likevel lav. I 2023 var forbruket av fjernkjøling 175 GWh. Tjenesteytende næringer står for det meste av fjernkjølingforbruket, mens resten blir brukt i industrien.

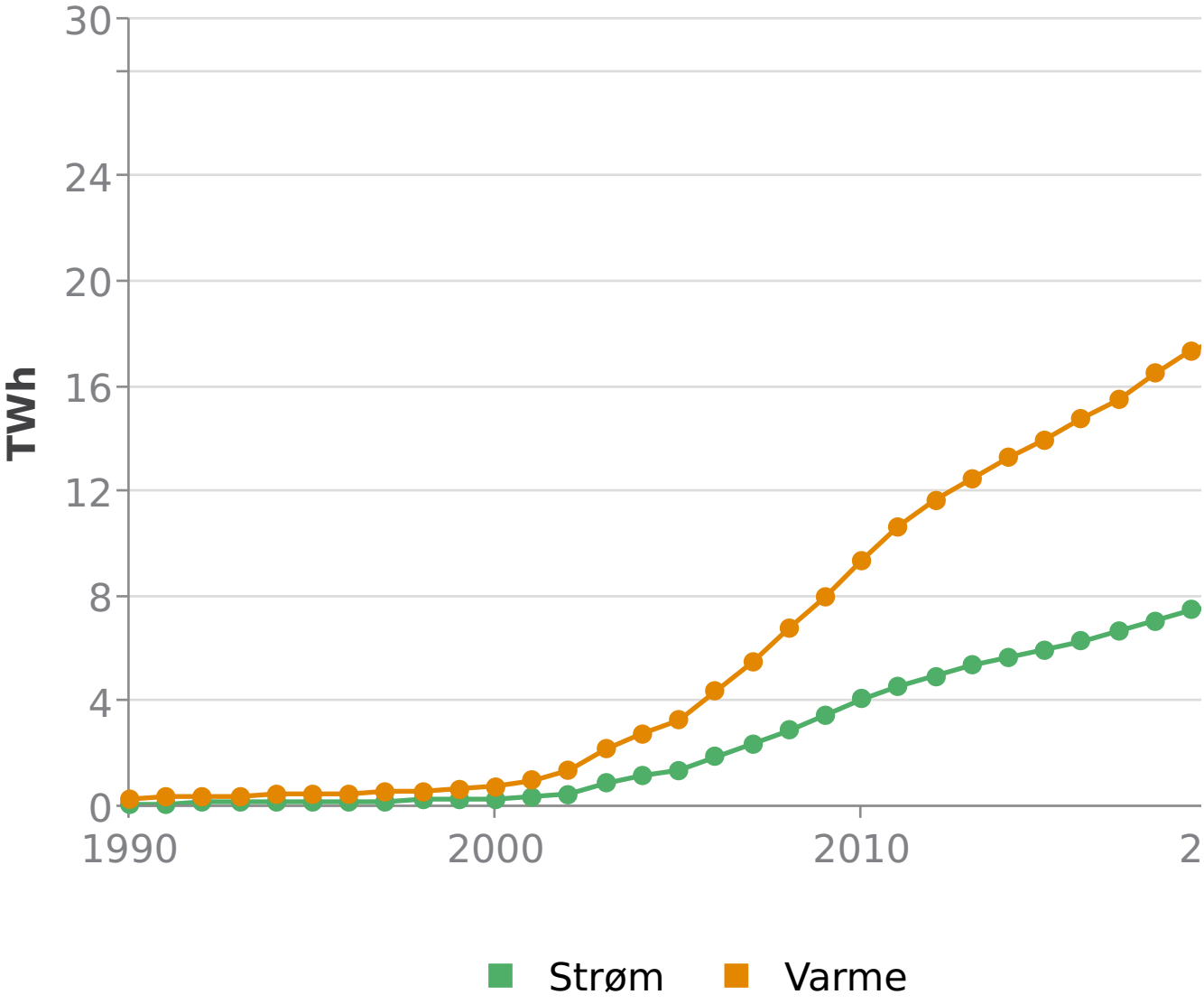
Det er om lag 20 fjernvarmeselskaper i Norge som leverer fjernkjøling. Størstedelen av fjernkjøleproduksjonen kommer fra kjølesentraler basert på varmepumper.

VARMEPUMER

Det er installert over en million varmepumper i Norge. De fleste av disse er luft til luft varmepumper i husholdninger, men et betydelig antall større varmepumper er også installert i yrkesbygg og i industrien. Ifølge NVE ble det i 2024 produsert 21,9 TWh varme fra varmepumper med et elforbruk på 9,5 TWh.

Estimert elektrisitetsforbruk og varmeproduksjon fra varmepumper

Oppdatert: 03.04.2025
Kilde: NVE



BIOENERGI

Bioenergi er en viktig energikilde til produksjon av varme i Norge og kan bidra med energifleksibilitet og reduksjon av klimagassutslipp. Årlig bruk av bioenergi i Norge har økt fra om lag 9,6 TWh i 1990 til 15,7 TWh i 2022. Vedfyring i husholdninger utgjør en stor andel av forbruket med i overkant av 6,5 TWh i 2022.

OVERSKUDDSVARME

Industri, datasentre og kjøleanlegg vil i de fleste tilfeller ha varme som biprodukt. Dette omtales gjerne som spillvarme eller overskuddsvarme. Overskuddsvarme er varmeenergi i form av luft, vann, damp eller avgass med høyere temperatur enn omgivelsene, som ikke blir utnyttet til anleggets primære formål og dermed kan benyttes til andre formål.

I hvilken grad overskuddsvarmen kan benyttes avhenger av kvaliteten på varmekilden, som temperaturnivå, tilgjengelighet og mengde. I tillegg vil tilgjengelig teknologi og kundegrunnlag være avgjørende. Kundegrunnlaget henger i stor grad sammen med hvor varmeressursene befinner seg geografisk. For å legge til rette for bærekraftig næringsutvikling for datasenter og kraftintensiv industri, har Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) etablert et varmekart.

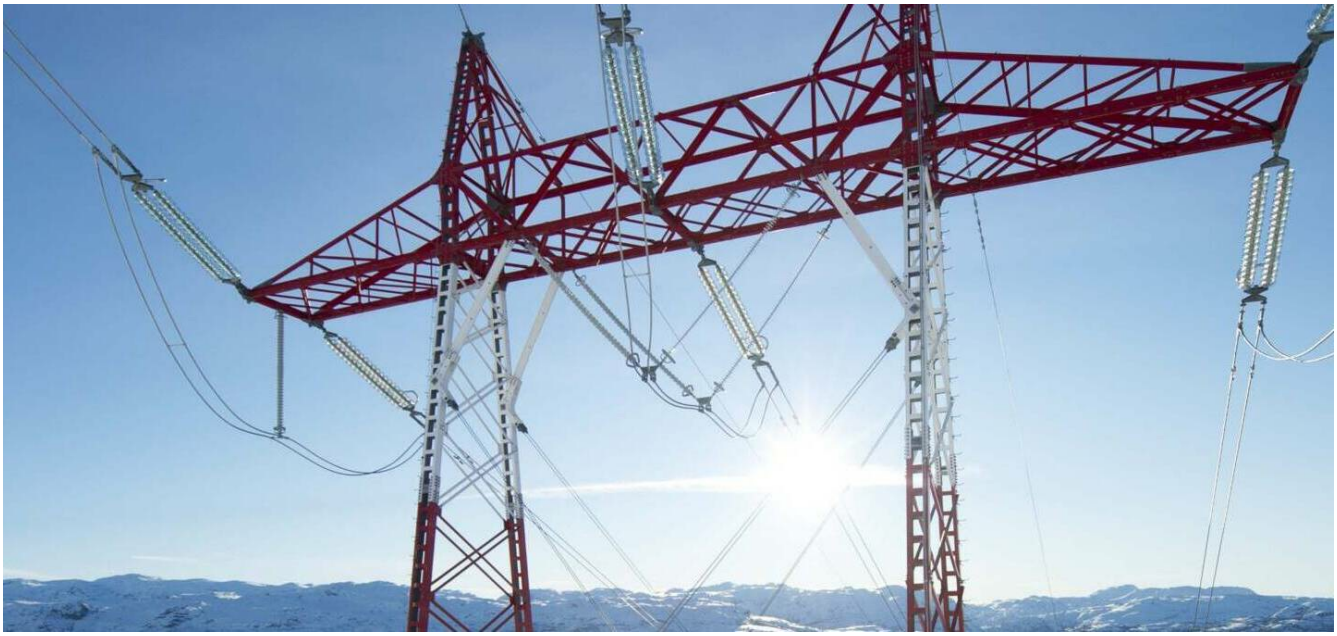
PETROLEUMSPRODUKTER

Fra 1. januar 2020 ble det forbudt å benytte mineralolje (fossil olje) til oppvarming i bygg. Hensikten er å redusere utslipp av klimagasser fra oppvarming av bygninger. Forbudet omfatter også bruk av mineralolje til midlertidig oppvarming og tørking av bygg under oppføring eller endring (byggvarme). Driftsbygninger i landbruket og sykehusbygninger med døgnkontinuerlig pasientbehandling er unntatt fra forbudet frem til 1. januar 2025.

Oppvarming med gass er svært lite utbredt i Norge og det er lite infrastruktur for gassdistribusjon innenlands. Siden 2017 har det vært forbudt å installere varmeløsninger for alle fossile brensler i nye bygg. Dette forbudet inkluderer løsninger beregnet for naturgass. Det som brukes av gass er i hovedsak knyttet til næringsvirksomhet.

STRØMNETTET

Strømnettet utgjør bindeleddet mellom produsenter og forbrukere. Det knytter også det norske kraftsystemet til kraftsystemene i utlandet.



STRØMNETTET ER VIKTIG INFRASTRUKTUR

De tre grunnleggende funksjonene i kraftforsyningen er:

- Produksjon
- Overføring
- Omsetning

Sikker strømforsyning er avgjørende for et moderne samfunn. I næringsliv, offentlig tjenesteyting og husholdninger regnes sikker tilgang på strøm som en selvfølge. Viktige samfunnsoppgaver og -funksjoner er kritisk avhengige av et velfungerende kraftsystem med pålitelig strømforsyning.

Strømnettet ivaretar en av de grunnleggende funksjonene i kraftforsyningen, og er helt sentral infrastruktur i ethvert moderne samfunn

Det er ofte store avstander mellom produksjon og forbruk i Norge. Et velutbygd strømnett bidrar blant annet til at strøm kan overføres fra magasinverkene på Sør-Vestlandet og i Nord-Norge til forbruk både i andre deler av Norge og i utlandet.

For å sikre kraftforsyningen i alle situasjoner må strømnettet kunne håndtere variasjonene i forbruk og produksjon av kraft som kan forekomme på kort og lang sikt. Nettet må dimensjoneres både for å håndtere toppene i kraftforbruket, som typisk forekommer på de kaldeste dagene i det kaldeste året, og for å kunne importere tilstrekkelig kraft gjennom en lengre periode, for eksempel i tørrår. I tillegg må nettet ha kapasitet til å frakte strøm ut av en region når forbruket er lavt og strømproduksjonen høy. De store variasjonene i forbruk og produksjon innenlands gir behov for overføringskapasitet mellom ulike landsdeler og mellom Norge og utlandet.

Flere nettnivå

Vi skiller mellom tre typer nett: transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Både regionalnettet og distribusjonsnettet er å anse som distribusjonsnett i henhold til EU-regelverket.

Transmisjonsnettet binder sammen store produsenter og uttakskunder i et landsdekkende system. Transmisjonsnettet omfatter også utenlandsforbindelsene. Det stilles særskilte krav til operatører av transmisjonsnett. I Norge er det Statnett som opererer transmisjonsnettet.

Transmisjonsnettet er på høyt spenningsnivå, vanligvis på 300 til 420 kiloVolt (kV), men i enkelte deler av landet inngår også linjer på 132 kV. Transmisjonsnettet utgjør om lag 12 000 km.

Regionalnettet binder ofte sammen transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, og kan også omfatte produksjons- og forbruksradialer på høyere spenningsnivå. Regionalnettet har et spenningsnivå på 33 kV til 132 kV, og utgjør om lag 19 000 km.

Distribusjonsnett er de lokale kraftnettene som vanligvis sørger for distribusjon av kraft til mindre sluttbrukere. Distribusjonsnettet har spenning opp til 22 kV, og man skiller mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett. Skillet går på 1 kV. Det lavspente distribusjonsnettet er normalt 400 V eller 230 V for levering til alminnelig forbruk. Det høyspente distribusjonsnettet over 1 kV utgjør om lag 101 000 km.

Større produksjonsanlegg tilknyttes til transmisjons- eller regionalnettet, mens mindre produksjonsanlegg tilknyttes regional- eller distribusjonsnettet. Store uttakskunder, som kraftintensiv industri eller petroleumsvirksomhet, kobles gjerne på transmisjons- eller regionalnettet. Alminnelig forbruk til husholdning, tjenesteyting og småindustri er vanligvis tilknyttet distribusjonsnettet.

ORGANISERING AV STRØMNETTET

Statnett SF eier transmisjonsnettet i Norge, og er utpekt som systemansvarlig i det norske kraftsystemet. Statens eierskap i statsforetaket Statnett forvaltes av Energidepartementet.

Kommuner og fylkeskommuner eier det meste av regionalnettene og lokale distribusjonsnett, men det er også noe privat eierskap. Historisk har mange nettselskaper vært en del av vertikalt integrerte selskaper. Det vil si selskaper som har virksomhet innenfor både kraftproduksjon, kraftoverføring og/eller kraftomsetning. I dag stiller forskriftsbestemmelser krav om at alle nettforetak skal ha gjennomført selskapsmessig skille og at nettforetak med mer enn 100 000 tilknyttede nettkunder skal ha gjennomført funksjonelt skille fra annen virksomhet som kan konkurranseutsettes. Kravet gjør skillet mellom marked og monopol mer tydelig.

Selskapsmessig og funksjonelt skille

Selskapsmessig skille innebærer at nettvirksomhet og produksjons- eller omsetningsvirksomhet skilles ut i egne selskaper. Det stilles også krav til at nettvirksomhet ikke kan eie eller eies av enheter med virksomhet innenfor produksjon eller omsetning av elektrisk energi.

Funksjonelt skille innebærer at personer i ledelsen i nettforetaket ikke kan delta i ledelsen i søsterselskap i konsernet. Morselskap eller kontrollerende eier har innflytelse over de økonomiske rammene til nettforetaket, men kan ellers ikke gi instrukser i den daglige driften eller om investeringsbeslutninger.

Mer om regulering av nettvirksomhet finnes her.

STATNETT SF

Statnett er systemansvarlig nettselskap i det norske kraftsystemet, og har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Selskapet har også ansvar for at det til enhver tid er momentan balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisk kraft i Norge. Statnett har monopol på å eie og drive transmisjonsnettet i Norge.

Statnett skal sørge for at kraftsystemet er i balanse til enhver tid og at leveringskvaliteten er tilfredsstillende

Elektrisitet er ferskvare. Det må til enhver tid produseres like mye strøm som det forbrukes. Dette kalles den momentane balansen i kraftsystemet. Kraftmarkedet er helt sentralt for balansen mellom tilbud og etterspørsel etter kraft. Resultatene fra den daglige prisberegningen i "day-ahead"-markedet er grunnlaget for Statnetts planlegging og opprettholdelse av momentan balanse i det påfølgende driftsdøgnet. Den kontinuerlige balanseringen av produksjon og forbruk er svært viktig for driftssikkerheten i systemet. Dersom det oppstår ubalanser, iverksetter systemansvarlig tiltak for å gjenopprette balansen, som å justere produksjonen eller forbruket.

Videre har Statnett en sentral rolle i utvikling og drift av overføringsforbindelsene til utlandet. Dette innebærer blant annet et utstrakt samarbeid med de systemansvarlige selskapene og regulatorene i andre europeiske land. De systemansvarlige samarbeider gjennom den europeiske organisasjonen for systemoperatører, ENTSO-E (European network of Transmission System Operators for Electricity) som blant annet har en rolle i utviklingen av europeisk regelverk for det indre energimarkedet i EU.

NETTPLANLEGGING

Informasjon om og oversikt over planlagte og igangsatte investeringer i regional- og transmisjonsnettet finnes blant annet i kraftsystemutredningene (KSU). Ordningen med kraftsystemutredninger for regional- og transmisjonsnettet skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av regional- og transmisjonsnettet gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling. Med samfunnsmessig rasjonell og samfunnsøkonomisk lønnsomt legger man til grunn det samme. I arbeidet med kraftsystemutredninger involveres ulike aktører. NVEs forskrift av 7. desember 2012 nr. 1158 om energiutredninger fastsetter krav til innholdet i og utarbeidelsen av kraftsystemutredningene.

Kraftsystemutredningene skal sørge for en systematisk, robust og åpen vurdering av alternative tiltak i nettet

Kraftsystemutredningene beskriver dagens kraftnett, forbruk og produksjonsdata, nåværende og framtidige overføringsforhold samt forventede tiltak. Det er etablert 18 utredningsområder; 17 regionale og ett for transmisjonsnettet. 17 regionale nettselskap utarbeider kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet, mens Statnett utarbeider kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet. Utredningene har en del som er offentlig, og en del som av beredskapsmessige grunner er unntatt offentlighet. I kraftsystemutredningene beskrives dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold, samt forventede nettiltak og -investeringer. I tillegg framstilles effekt- og energibalanse, og data for produksjon, overføring og forbruk av energi. NVE arbeider med å digitalisere kraftsystemutredningene, i prosjektet PlanNett.

Kraftsystemutredningene er viktige i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for energianlegg.

KRAFTUTVEKSLING

Norges utvekslingskapasitet til utlandet er om lag 9000 MW i 2024. Denne er fordelt på ca. 4000 megaWatt (MW) til Sverige, 1400 MW til Tyskland, 1400 MW til Storbritannia, 1600 MW til Danmark og 700 MW til Nederland i 2024. 9000 MW tilsvarer et teoretisk potensial for kraftoverføring på 80 TWh per år, men utnyttelsen er langt lavere. Det siste tiåret har den årlige utvekslingen mellom Norge og nabolandene ligget rundt 26 TWh, med en økning til 33 og 38 TWh etter at henholdsvis NordLink i 2020 og North Sea Link i 2021 kom i drift.

Mer om mellomlandsforbindelser og krafthandel med utlandet finnes her.

KRAFTMARKEDET

Kraftmarkedet er et viktig verktøy for å sikre en økonomisk effektiv utnyttelse av kraftressursene.



ET MARKEDSBASERT KRAFTSYSTEM

Kraftmarkedet sørger for at ressursene utnyttes effektivt, at forsyningssikkerheten ivaretas og bidrar til at kraften ikke blir dyrere enn nødvendig.

Et viktig prinsipp i reguleringen av kraftsystemet er skillet mellom monopolvirksomhet og virksomhet som egner seg for konkurranse. Det er energiloven som ligger til grunn for fritt kjøp og salg av elektrisk energi og en strengt regulert nettvirksomhet.

Et viktig prinsipp i reguleringen av kraftsystemet er skillet mellom monopolvirksomhet og virksomhet som egner seg for konkurranse

Elektrisk strøm skiller seg fra andre varer ved at den egner seg dårlig til lagring. Det må til enhver tid være eksakt balanse mellom produksjon og forbruk.

I engrosmarkedet kjøpes og selges store kraftvolum, og det er der prisdannelsen for hver enkelt time i det påfølgende døgnet skjer. Prisdannelsen skjer basert på mange aktørers tilbud og etterspørsel gitt tilgjengelig nettkapasitet. Den kortsiktige markedstilpasningen sørger for at de rimeligste produksjonsressursene tas i bruk først. Videre gir kraftprisene signaler om knapphet på strøm i form av investeringssignaler.

Transmisjon og distribusjon av elektrisk kraft er et naturlig monopol, og det er derfor ikke åpnet for konkurranse innenfor nettvirksomhet.

En markedsbasert kraftforsyning

Norge var tidlig ute med å innføre markedsbasert omsetning for kraft fra 1991. Det ble ikke lagt opp til noen trinnvis overgang til markedet, slik det ble gjort i mange europeiske land. I prinsippet ble markedet åpnet for alle kunder fra starten, og Norge var det første landet med markedsadgang for alle.

Kraftbørsen Statnett Marked AS (i dag Nord Pool), som startet sin virksomhet i 1993, ble en viktig del av markedet. Vannkraftens varierende produksjon i ulike deler av landet gav imidlertid behov for markedsordninger og handel også før dette. I 1971 opprettet kraftprodusentene i Norge en kraftbørs for omsetning av overskuddskraft, kalt Samkjøringen. Foreningen Samkjøringen var basert på samarbeid og kraftutveksling som hadde funnet sted i mange år, og ble etablert allerede i 1931.

I dag er alle de nordiske landene tett integrert i et felles kraftmarked, både fysisk og finansielt. Nord Pool, som holder til på Lysaker i Oslo, er kraftbørsen for fysisk krafthandel for de nordiske og baltiske landene. Nord Pool ble verdens første internasjonale børs for omsetning av elektrisk energi, etter at Sverige, Danmark og Finland ble med fra 1996 og utover. Gjennom overføringsforbindelene og sammenkobling av børser er Norden også integrert fysisk og finansielt med det europeiske kraftmarkedet. Den finansielle krafthandelen i Norden skjer på børsen Nasdaq Oslo, som holder til på Skøyen i Oslo. Aktørene i kraftmarkedet bruker den finansielle børsen til prissikring og til å handle langsiktige produkter og derivater.

ET INTEGRERT MARKED

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked med Sverige, Danmark og Finland, som igjen er integrert i det europeiske kraftmarkedet via overføringsforbindelser til Nederland, Tyskland, Storbritannia, Baltikum, Polen og Russland. De to siste utvekslingskablene mellom Norge og utlandet ble satt i drift i 2021. Nord Link-kabelen til Tyskland ble satt i ordinær drift i mai 2021, mens North Sea Link-kabelen til Storbritannia satt i drift i oktober 2021.

I Europa arbeides det med å forbedre det indre energimarkedet og koble sammen de europeiske markedene. Europeisk markedskobling har tidligere vært basert på frivillig samarbeid og regionale initiativ.

Markedskobling skal føre til at kraften flyter i henhold til prisene og dermed gi en bedre utnyttelse av eksisterende nett- og produksjonsressurser

Markedskoblingen skjer ved implisitt auksjon, som innebærer at priser og elektrisitetsflyt mellom områder beregnes samtidig i day-aheadmarkedet. Aktører på ulike sider av landegrenser legger inn sine salgs- og kjøpsbud time for time for neste dag, og behøver ikke å reservere kapasitet i nettet på forhånd.

Harmonisering av markedsregelverk i Europa

Mer integrerte fysiske elektrisitetsmarkeder forutsetter økt harmonisering av teknisk regelverk, handelssystemer og markedsdesign.

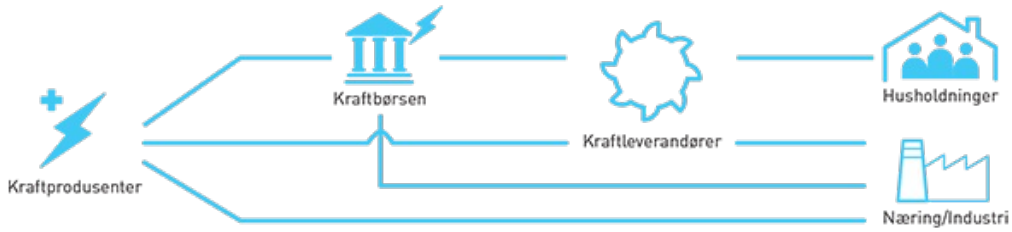
EUs tredje energimarkedspakke fra 2009 består av fem rettsakter som viderefører og styrker reguleringen av de indre markedene for elektrisitet og naturgass. Pakken erstatter rettsaktene som utgjorde EUs andre energimarkedspakke. Tredje energimarkedspakke er innlemmet i EØS-avtalen, og trådte i kraft i Norge høsten 2019.

Hovedelementene i den tredje energimarkedspakken handler om å redusere og regulere vertikalt integrerte selskaper, som vil si selskaper som har virksomhet innenfor både kraftproduksjon, kraftoverføring og/eller kraftomsetning, styrke felles regulering av energimarkedene, utvikle grensekryssende infrastruktur og å sørge for en sikker elektrisitetsforsyning.

Den tredje energimarkedspakken gir hjemmel til å fastsette utfyllende regelverk, såkalte nettkoder og bindende retningslinjer. Det er vedtatt åtte nettkoder og retningslinjer i EU. I første omgang innenfor temaene nettilknytning, systemdrift og markedsdesign.

I november 2016 la EU-kommisjonen frem Vinterpakken Ren energi-pakken (*Clean Energy for all Europeans*). Ren energi-pakken inneholder blant annet forslag til endring av gjeldende markedsregelverk fra 2009, i tillegg til en ny forordning om planer for håndtering av krisesituasjoner. Ren energi-pakken ble vedtatt i EU i 2018 og 2019.

ORGANISERINGEN AV KRAFTMARKEDET



Illustrasjon av kraftmarkedet

Kraften som mates inn på nettet følger fysiske lover og flyter minste motstands vei. Det er ikke mulig å skille ulike kraftleveranser fra hverandre. En forbruker som slår på strømmen kan derfor ikke vite hvem som har produsert kraften som benyttes eller hvor langt kraften er transportert gjennom nettet. Nettselskapene holder regnskap med hvor mye kraft den enkelte produsent leverer og hvor mye den enkelte sluttbruker tar ut og dette danner grunnlag for avregning. Produsenter får betalt for mengden kraft de leverer, og sluttbrukere betaler for sitt forbruk.

Kraftmarkedet kan deles inn i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. I engrosmarkedet kjøpes og selges store kraftvolum. Aktører i engrosmarkedet er kraftprodusenter, meglere, kraftleverandører og store industrikunder. Kraftleverandører handler på vegne av små og mellomstore sluttbrukere, mindre næring og industri.

Engrosmarkedet består av flere organiserte markeder hvor aktørene legger inn bud og hvor priser fastsettes:

- Day-aheadmarkedet
- Kontinuerlig intradagmarked
- Balansemarkeder

Day-ahead- og intradaghandel skjer på organiserte markedsplasser (kraftbørser).

Balansemarkedene drives av Statnett, som er tildelt konsesjon for å utøve systemansvaret. For å sikre den momentane balansen i kraftsystemet benytter Statnett balansemarkedene for å regulere forbruk og produksjon opp eller ned, avhengig av ubalansen. Aktørene kan også inngå bilaterale kontrakter om kjøp og salg av kraft til avtalt pris, volum og tidsperiode for levering.

I sluttbrukermarkedet er det den enkelte sluttbruker som inngår avtale om kjøp av kraft fra en valgfri kraftleverandør. I Norge består sluttbrukermarkedet av om lag en tredel husholdningskunder, en tredel industri og en tredel mellomstore sluttbrukere, som for eksempel hoteller og kjedebutikker.

Balanseavregning

Statnett har siden 1997 hatt ansvaret for å avregne ubalansene i det norske kraftmarkedet, såkalt balanseavregning. Balanseavregningen skal sørge for at all innmating og alt uttak av elektrisk energi bli korrekt avregnet, slik at det oppnås balanse i kraftmarkedet. I denne sammenhengen betyr balanse at avtalt forbruk eller produksjon må være lik faktisk forbruk eller produsert volum. For å få tilgang til å handle i engrosmarkedet stilles det krav om at aktører inngår en balanseavtale med Statnett. Aktøren må enten selv være balanseansvarlig, eller ha en avtale med en balanseansvarlig som håndterer aktørens ubalanse mot avregningsansvarlig.

I 2017 ble det innført nordisk balanseavregning (NBS). NBS innebærer at balanseavregningen for Finland, Norge og Sverige håndteres av en avregningssentral, eSett Oy. Formålet er blant annet å redusere etableringsbarrierer for balanseansvarlige og kraftleverandører som ønsker å tilby tjenester i flere land.

ENGROSMARKEDET

Day-ahead- og intradagmarkedet

Day-aheadmarkedet er hovedmarkedet for krafthandel i Norden hvor mesteparten av volumene handles. I day-aheadmarkedet handles kontrakter med levering av fysisk kraft time for time neste døgn. Markedsaktørene leverer inn salgs- og kjøpsbud til kraftbørsens handelssystem mellom kl. 8.00 og 12.00. Før kl. 10.00 gir systemansvarlig (Statnett) transmisjonskapasitet til markedet for hvert budområde. Auksjonen stenger kl. 12. Basert på innkomne kjøps- og salgsbud og den ledige transmisjonskapasiteten, beregnes prisene for hver time neste døgn.

Det nordiske day-aheadmarkedet er koblet med day-aheadmarkedene i store deler av Europa gjennom såkalt implisitt auksjon. Det vil si at aktørene byr på energi og overføringskapasitet samtidig. Det nordiske kraftmarkedet er også priskoblet med store deler av Europa (PCR). Priskoblingen betyr at Nord Pool kalkulerer kraftprisene i de ulike områdene med en felles europeisk prisalgoritme, til samme tid hver dag.

Balansen mellom tilbud og etterspørsel sikres i stor grad i day-aheadmarkedet. Det kan imidlertid oppstå hendelser etter auksjonen i day-aheadmarkedet, for eksempel endrede vær-prognoser, som gjør at aktørenes faktiske produksjon eller forbruk blir annerledes enn deres posisjon i day-aheadmarkedet.

I intradagmarkedet handles det kontinuerlig i tidsrommet mellom klareringen i day-aheadmarkedet og frem til én time før driftstimen. På den måten får aktørene mulighet til å handle seg i balanse, dersom de ser at faktisk produksjon eller forbruk blir annerledes enn deres meldte posisjon i day-aheadmarkedet.

Balansemarkeder

Selv om day-ahead- og intradagmarkedet skaper balanse mellom produksjon og forbruk frem mot driftstimen, vil det stadig være uforutsette hendelser som forstyrrer balansen i driftstimen. Som systemansvarlig er Statnett ansvarlig for at kraftsystemet til enhver tid er i balanse. For å sikre den momentane balansen benytter Statnett balansemarkedene for å kjøpe fleksibilitet slik at forbruk og produksjon kan reguleres opp eller ned, avhengig av ubalansen.

I Norden deles balansemarkedene inn i raske frekvensreserver (FFR), primærreserver (FCR), sekundærreserver (aFRR) og tertiærreserver (mFRR). Kraftsystemet er i balanse med en frekvens på 50 Hz. Raske frekvensreserver, primær- og sekundærreserver aktiveres automatisk som følge av endringer i frekvensen, mens tertiærreservene aktiveres manuelt av de nordiske systemoperatørene.

Ubalanser reguleres først ved hjelp av raske frekvensreserver. Disse reservene aktiveres i løpet av ca. ett sekund ved en endring i frekvensen. Et kommersielt marked for anskaffelse av FFR ble etablert av Statnett i 2022. Deretter går man over til primærregulering for å stabilisere frekvensendringen. Primærreservene handles inn i et eget døgn- og ukemarked for primærreserver. Dersom ubalansene vedvarer over flere minutter, vil sekundærreguleringen ta over, og frigjøre primærreguleringsressursene for regulering av nye ubalanser. Tidligere kjøpte de nordiske systemoperatørene inn sekundærreserver i et egne nasjonale ukemarked. I 2022 ble et felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR lansert. Ved ytterligere behov, aktiveres tertiærregulering, oftest omtalt som regulerkraft. Dette er manuelle reserver som har en aktiveringstid opp mot 15 minutter. Slike reserver anskaffes i regulerkraftmarkedet (RK), som er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet.

Systemansvarlig sikrer at det finnes tilstrekkelig balansekapasitet i den norske delen av regulerkraftmarkedet gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er et opsjonsmarked hvor tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet, uavhengig av om ressursene benyttes eller ikke.

De nordiske systemoperatørene samarbeider om å utvikle en ny nordisk balanseringsmodell (*Nordic balancing model*). Lanseringen av nordisk kapasitetsmarked for aFRR er en del av dette samarbeidet. Videre arbeides det blant annet med automatisering av regulerkraftmarkedet og utvikling av et nordisk kapasitetsmarked for regulerkraft.

PRISDANNELSE

Systempris

Hver dag beregner kraftbørsen Nord Pool systemprisen for kraft det kommende døgnet. Systemprisen er en teoretisk pris, som beregnes ut ifra en forutsetning om at det ikke er overføringsbegrensninger (flaskehalser) i det nordiske transmisjonsnettet. Systemprisen er felles for hele det nordiske markedet og fungerer som referansepris for prissetting av den finansielle krafthandelen i Norden.

Produsentene melder inn hvor mye de ønsker å produsere til et gitt prisnivå. Budene gjenspeiler den verdi produsentene mener produksjonen har, som i stor grad er knyttet til de løpende produksjonskostnadene ved kraftverket. Kjøperne melder mengden kraft de vil kjøpe til ulike prisnivå. Prisen bestemmes av det som gir likevekt mellom tilbud og etterspørsel i day-aheadmarkedet.

Markedsbasert prisdannelse sikrer at kraftbehovet dekkes til en lavest mulig kostnad for samfunnet

I markedslikevekten er det kostnadene ved å produsere kraft i den "siste" kraftenheten, marginalkostnaden, som setter prisen. Dette sørger for at det er de rimeligste energiressursene som benyttes, slik at kraftbehovet blir dekket til en lavest mulig kostnad for samfunnet. Den høye utvekslingskapasiteten mot utlandet gjør at prisnivået i Norge i stor grad påvirkes av kostnadene ved å produsere kraft i termiske kraftverk, spesielt prisen på kull, gass og utslippskvoter. Den fornybare produksjon og forbruksmengden i landene vi er knyttet til spiller også inn.

En stor andel vannkraft i den norske og svenske produksjonsmiksen gjør at variasjoner i tilsig til vannmagasinene har stor effekt på prisvariasjonen i Norden. I perioder med høyt tilsig er det stort tilbud av kraft, og prisene presses nedover. I år med lite nedbør og mindre tilsig øker prisene. Med et stadig økende innslag av vindkraft i det nordiske markedet vil samme gjelde for perioder med mye eller lite vind. Markedsprisen påvirkes også av temperatursvingninger, da dette blant annet virker inn på oppvarmingsbehovet i husholdningene.

Områdepriser/budområder

I tillegg til systemprisen beregner kraftbørsene områdepriser som tar hensyn til flaskehalser i transmisjonsnettet. Områdeprisene er de prisene som skaper balanse mellom kjøps- og salgsbud fra aktørene innenfor de ulike budområdene i Norden. Norge har de seneste årene vært delt inn i fem budområder, Sverige er delt inn i fire områder, Danmark i to områder, mens Finland består av ett.

Årsaken til at det kan oppstå flaskehalser og ulike kraftpriser mellom områder er at vi har ulike regionale kraftsituasjoner, som kan variere fra time til time og mellom sesonger og år. Noen regioner har kraftoverskudd i en situasjon, mens andre har underskudd. I områder med underskudd er det derfor behov for å importere kraft, mens det i overskuddsområder er behov for å eksportere kraft. Dersom det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet til å importere og eksportere denne kraften, oppstår det flaskehalser mellom områdene. Ved visse tilfeller kan det derfor oppstå timer med negative kraftpriser. Dette har skjedd flere ganger, og kan for eksempel skje som følge av betydelige nedbørsmengder og begrensninger i overføringskapasiteten ut av prisområdene.

Ved inndeling i budområder defineres et markedsområde på hver side av flaskehalsen. Dette åpner for at underskuddsområdene kan få en områdepris som er høyere enn prisen i overskuddsområdene. Kraften flyter fra områder med lav pris til områder med høy pris, og dette bidrar til å øke tilførselen av kraft der det er mest behov. Videre gir områdeprisene signaler til aktørene om hvor det er mest verdt å øke eller redusere produksjon og forbruk. I områder med knapphet på kraft økes produksjonen samtidig som forbruket reduseres, noe som bedrer krafttilgangen og forsyningssikkerheten.

I tillegg til å være et viktig verktøy for å skape balanse på kort sikt, bidrar områdepriser til å synliggjøre behovet for mer langsiktige tiltak i kraftsystemet. Områdeprisene gir signaler til produsenter og forbrukere om hvor det er mest gunstig å lokalisere ny produksjon eller nytt stort forbruk.

Inndeling i budområder betyr ikke at det automatisk oppstår ulike områdepriser. Når det ikke er begrensninger i kapasiteten i det nordiske overføringsnettet, blir områdeprisene like i hele Norden og tilsvarer systemprisen.

SLUTTBRUKERMARKED OG STRØMPRIS

De som kjøper kraft til eget forbruk regnes som sluttbrukere. Sluttbrukere i Norge kan fritt velge hvem de vil kjøpe kraften av. Små sluttbrukere kjøper vanligvis kraft fra en kraftleverandør, mens større sluttbrukere, for eksempel større industribedrifter, ofte velger å kjøpe direkte på engrosmarkedet for kraft eller fra en kraftprodusent gjennom en bilateral avtale.

Konkurranse i sluttbrukermarkedet sikrer at sluttbrukere får mulighet til å velge forskjellige kontrakter tilpasset den enkeltes behov

Strømavtaler

Strøm er et homogent produkt, det vil si at det ikke er mulig å skille ulike kraftleveranser fra hverandre. Det som skiller kraftleverandørene fra hverandre er derfor kraftkontraktene de tilbyr. Generelt kan sluttbrukeren velge mellom tre hovedtyper kraftkontrakter: Fastpriskontrakter, kontrakter med standard variabel pris og kontrakter basert på markedspris med påslag (spotprisavtale).

En fastpriskontrakt er en avtale om en fast pris på kraft over en periode, for eksempel ett år. Leverandøren er da forpliktet til å levere strøm til den avtalte prisen, uansett hva som skjer med kraftprisen i markedet. En fastpriskontrakt er derfor en form for finansiell kontrakt der kunden er prissikret for perioden kontrakten gjelder for. Kraftleverandørene fastsetter fastprisen basert på forventninger om kraftprisen, i tillegg til et påslag for å dekke kostnader. Forskjellen mellom fastprisen og den forventede markedsprisen i perioden vil være risikopremien for prissikringen.

Prisen på standard variabel kraftpris varierer med utviklingen i kraftmarkedet. Standard variabel kraftpris er også en form for finansiell kontrakt, men med ganske kort prissikringsperiode. Leverandøren plikter å informere om prisendringer 30 dager før de trer i kraft.

Kontrakter basert på markedspris med påslag er en avtale om at prisen følger markedsprisen som fastsettes på Nord Pool. I tillegg til markedsprisen må kunden betale et påslag. Slike kontrakter er det nærmeste husholdninger og mindre næringer kommer day-aheadmarkedet.

Forbrukerrådets nettside www.strømpris.no gir forbrukerne oversikt over alle leverandørenes strømavtaler. Oversikten gjør det enkelt for forbrukerne å finne frem til den avtalen som passer dem best.

Smarte strømmålere (AMS)

Alle nettselskaper skal sørge for at smarte strømmålere (AMS) er installert i hvert enkelt målepunkt. AMS gir forbrukerne bedre informasjon om eget strømforbruk, og en mer nøyaktig avregning slik at kunden blir fakturert for sitt faktiske forbruk. Strømkundene får også bedre oversikt over strømforbruket sitt og mulighet til å bruke strøm på en mer fleksibel og effektiv måte. De aller fleste norske strømkunder har nå tatt i bruk en smart strømmåler. Per tredje kvartal 2022 er det installert AMS-målere med kommunikasjonsmodul i 98,8 prosent av målepunktene i distribusjonsnettet. AMS-innføringen anses derfor som sluttført i Norge. De resterende 1,2 prosentene av målepunktene er enten AMS uten kommunikasjonsmodul, eldre målere eller umålte forbrukspunkt i lavspentnettet.

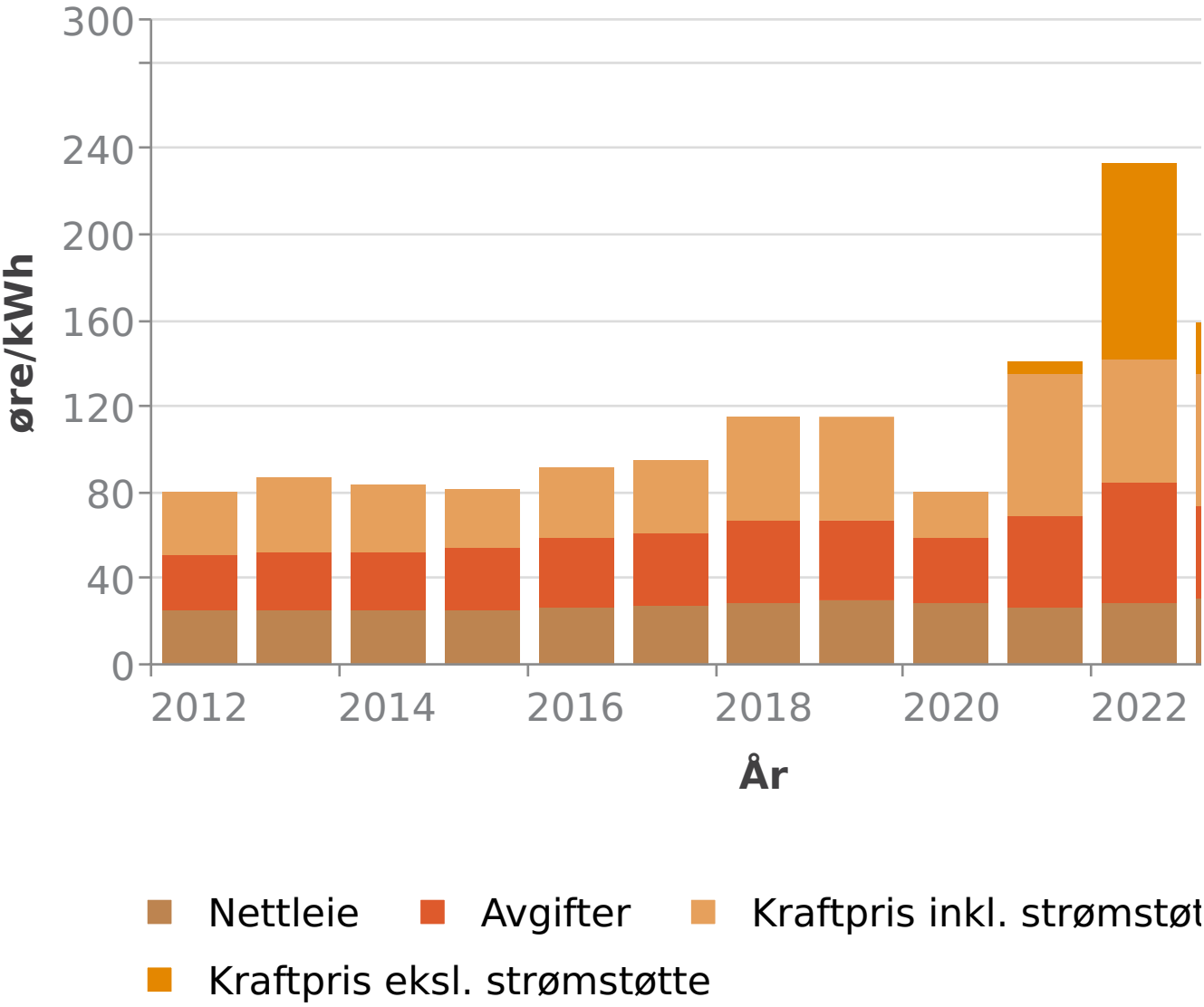
Sluttbrukerpris

Den totale strømregningen for en sluttbruker består av flere komponenter det skal betales for: råvaren elektrisk kraft (kraftprisen), tilknytning til og bruk av strømnettet (nettleie), forbruksavgift på elektrisk kraft (elavgift) og merverdiavgift. I tillegg kommer et påslag som er øremerket Klima- og energifondet som er forvaltet av Enova, samt betaling for elsertifikater. Kraftprisens andel av sluttbrukerprisen avhenger av prisnivået i markedet. Elavgiften og Enova-påslaget er politisk bestemte størrelser, mens kostnaden til elsertifikatene varierer med det tilhørende sertifikatmarkedet. Nettleien fastsettes av nettselskapene basert på en inntektsramme og prinsipper for tariffering fastsatt av RME. Nettleien skal reflektere kostnadene ved å transportere strømmen frem til sluttbrukeren.

Siden desember 2021 har det eksistert en strømstøtteordning for husholdninger og borettslag. Strømstøtteordningen har blitt endret flere ganger etter den ble innført. Man kan lese mer om regjeringens strømtiltak her: Regjeringens strømtiltak - regjeringen.no.

Sluttbrukerpriser

Oppdatert: 15.04.2025
Kilde: SSB



FINANSIELL KRAFTHANDEL

Den finansielle krafthandelen omfatter handel med finansielle instrumenter som brukes til både risikostyrings- og spekulasjonsformål. Alle kontrakter gjøres opp finansielt, uten fysisk sluttoppgjør i form av kraftleveranser. Finansielle produkter omtales ofte som langsiktige kontrakter fordi de handles for perioder lengre frem i tid enn de fysiske produktene.

Finansiell krafthandel kan foregå både bilateralt og på en markedsplass/børs. I Norden foregår det meste av den finansielle handelen på børsen Nasdaq OMX Commodities AS (Nasdaq OMX). Børsen har konsesjon fra Finanstilsynet, som også fører tilsyn med markedsplassen. På Nasdaq OMX kan aktører prissikre seg for kjøp og salg av kraft opptil seks år frem i tid, fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år.

De finansielle produktene som handles på Nasdaq OMX omfatter future- og forwardkontrakter, electricity price area differentials (EPAD) og opsjoner (se forklaring under faktaboksen "Finansielle produkter").

Nasdaq OMX Clearing AB (Nasdaq Clearing) foretar avregning og oppgjør av de finansielle kontraktene på Nasdaq OMX. Nasdaq Clearing er underlagt det svenske finanstilsynet, Finansinspektionen. Oppgjør for økonomiske transaksjoner er et viktig bidrag til effektiviteten i det nordiske kraftmarkedet. Nasdaq Clearing trer inn som motpart i all finansiell handel på Nasdaq OMX.

Også bilaterale finansielle avtaler kan cleares eller avregnes. Dette fjerner motpartsrisiko for aktørene, som vil si risikoen for at motparten under en økonomisk transaksjon ikke skal holde sin del av avtalen.

Finansielle produkter

Future- og forwardkontrakter er avtaler om et finansielt oppgjør av en avtalt mengde kraft for en avtalt tidsperiode til en avtalt pris.

Mens futurekontrakter er standardiserte, så er ikke forwardkontrakter det. Det vil si at pris, tidspunkt og andre spesifikasjoner kan variere for ulike forwardkontrakter.

En annen ulikhet er at for futurekontrakter skjer oppgjøret både i handels- og leveringsperioden, mens for forwardkontrakter skjer oppgjøret ved kontraktens utløpstid. Både future- og
forwardkontrakter er viktige instrumenter for prissikring.

Electricity price area differentials (EPAD) er forwardkontrakter som dekker differansen mellom områdeprisen og systemprisen. En områdepris skiller seg fra systemprisen når det er begrensninger i overføringsnettet, og EPAD tillater medlemmer på børsen å sikre seg mot denne prisforskjellen.

Opsjoner innebærer en rettighet, men ikke en plikt, til å kjøpe eller selge en forwardkontrakt i fremtiden til avtalt pris. Nasdaq OMX lister kun europeiske opsjoner, det vil si opsjoner som kun kan innløses på sluttidspunktet av perioden den er inngått for.

NORSK KRAFTHANDEL

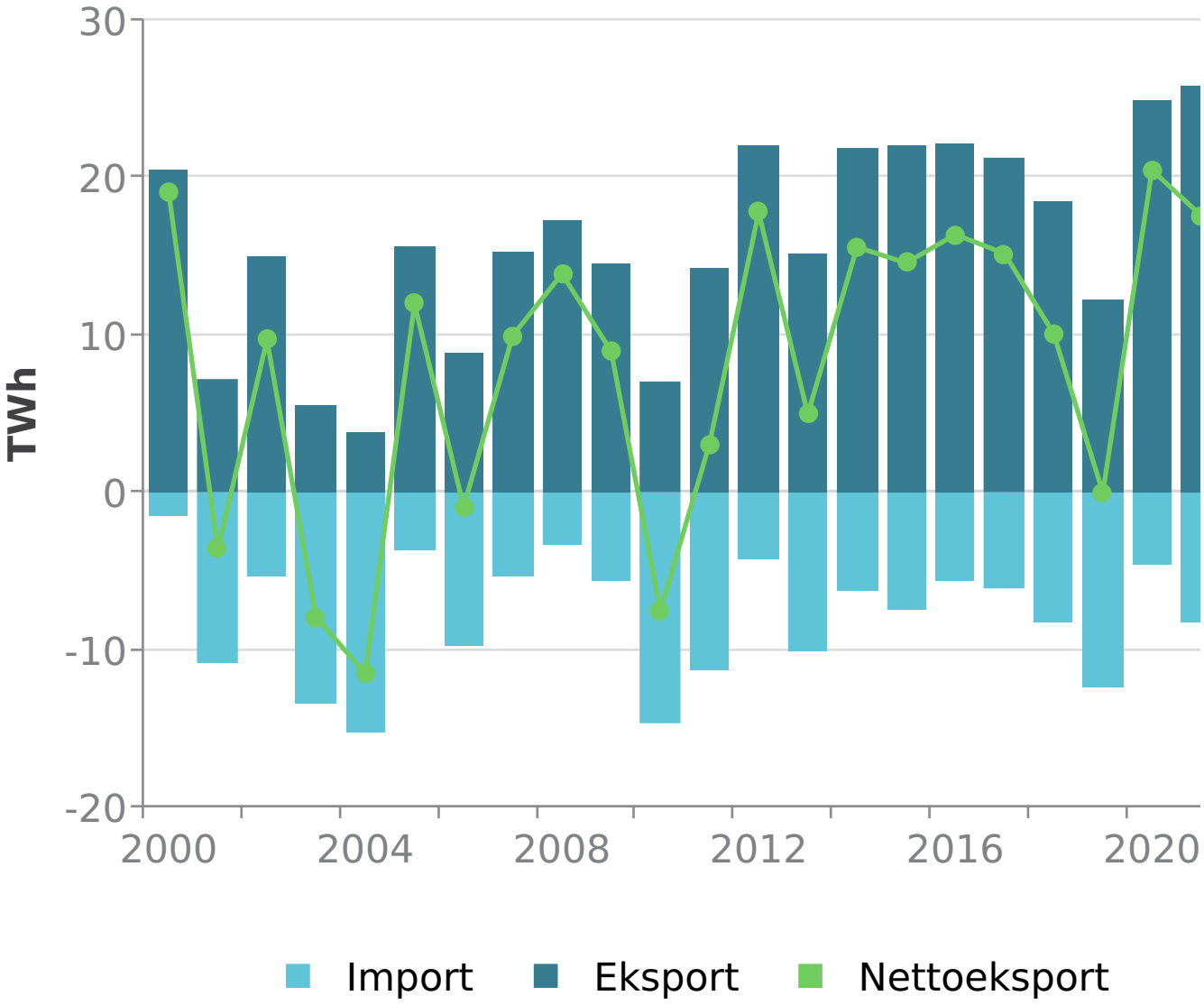
Norge har hatt overføringsforbindelser til utlandet siden 1960, da den første forbindelsen til Sverige ble bygget. Siden den gang har det blitt bygget forbindelser til Danmark, Finland, Russland, Nederland, Tyskland og Storbritannia. Norge har vært nettoeksportør i 17 av de siste 25 årene. Perioden fra midten av 1990-tallet til midten av 2000-tallet var preget av flere år med nettoimport av kraft enn tidligere. De siste ti årene har kraftbalansen bedret seg, og Norge har hatt en gjennomsnittlig nettoeksport på omtrent 10 TWh per år.

I 2024 var samlet krafteksport på 33,1 TWh, og en kraftimport på 14,7 TWh. Det utgjør en nettoeksport av strøm på 18,4 TWh. Nettoeksporten var høy på grunn av godt tilsig til vannmagasinene og kapasitetsoppgraderinger på nettet, i tillegg til relativt høye priser i Europa. I 2021, da flere utenlandskabler ble satt i drift, eksporterte Norge 25,8 TWh og importerte 8,2 TWh. Dette gav en nettoeksport på om lag 17,6 TWh. I 2022 var det en kraftig økning i importen av strøm til 13,2 TWh. En årsak til dette var en uvanlig lav produksjon av vannkraft i Norge. På samme tid holdt eksporten seg på et stabilt nivå sammenlignet med året før, på 25,7 TWh, som ga en nettoeksport på 12,5 TWh i 2022. Bortsett fra i 2019, har det vært nettoeksport i alle år siden 2010.

Norges utvekslingskapasitet mot utlandet er om lag 9000 MW. Denne er fordelt på ca. 4000 MW til Sverige, 1400 MW til Tyskland, 1400 MW til Storbritannia, 1600 MW til Danmark og 700 MW til Nederland. 9000 MW tilsvarer et teoretisk potensial for kraftoverføring på 80 TWh per år, men utnyttelsen er langt lavere.

Import, eksport og nettoeksport, 2000-2024

Oppdatert: 03.04.2025
Kilde: NVE



Nytten av krafthandel

Gjennom kraftutveksling er det mulig å dra gjensidig nytte av forskjeller i naturressurser, produksjonssystemer og forbruksmønstre. Handel mellom land bidrar til at de samlede kostnadene blir lavere enn om hvert land skal sørge for energiforsyningen alene.

Kraftutvekslingen er organisert med det formål at kraften til enhver tid skal flyte dit hvor den har størst verdi, det vil si fra områder med lav pris til områder med høy pris. Kraftutveksling mellom Norges vannkraftbaserte system og termiske kraftsystemer på kontinentet over ulike perioder illustrerer dette. Det norske kraftsystemet har relativ flat prisstruktur som følge av at det er små kostnader ved å regulere produksjonen opp og ned. I termiske kraftsystemer er det kostbart å regulere produksjonen, og man ser derfor en større variasjon i prisen på kraft over døgnet. Forskjellene i prisstruktur gjør at Norge kan importere relativt rimelig kraft fra utlandet om natten og eksportere kraft om dagen, når forbruket og prisene er høyere.

Gjennom året er den norske krafteksporten vanligvis høyest i sommerhalvåret når tilsiget er høyt og det norske forbruket er lavt. Importen er som regel størst om vinteren når tilsiget er lavt, forbruket høyt og de norske kraftprisene er høye. På denne måten demper kraftutvekslingen prisoppgangen i Norge på vinteren, samtidig som prisene på sommerhalvåret øker. På samme måte gir handel tilgang til relativt billig kraft i tørrår, og øker verdien på den norske kraften i overskuddsår.

FORSYNINGSSIKKERHET

Forsyningssikkerhet er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere strøm av en gitt kvalitet til sluttbrukere, og omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet.



En sikker tilgang på strøm er grunnleggende for alle samfunnsfunksjoner. Kraftmarkedet har en viktig rolle i å sikre at det er løpende balanse mellom forbruk og produksjon. Med varierende tilsig til vannkraftsystemet, er tilgangen på magasiner og muligheten til kraftutveksling en forutsetning for forsyningssikkerheten i Norge.

ENERGISIKKERHET

Vannkraft utgjør det meste av den norske kraftforsyningen, og ressursgrunnlaget avhenger derfor av den årlige nedbørsmengden. Dette er annerledes enn for kraftsystemene i Europa, der termisk kraftproduksjon, basert på kull-, gass- og kjernekraft, dominerer. Et særtrekk ved den norske vannkraften er muligheten til å lagre energi.

Den regulerbare vannkraften kan ved hjelp av magasinene produsere kraft selv i perioder med lite nedbør og lavt tilsig. Tilgangen på stor magasinkapasitet gir mulighet til å utjevne produksjonen over år, sesonger, uker og døgn avhengig av markeds- og værforhold, innenfor de begrensninger som er gitt av konsesjon og vannvei. Norge har om lag halvparten av Europas magasinkapasitet, og over 75 prosent av produksjonskapasiteten er regulerbar.

Energisikkerhet

Energisikkerhet er definert som kraftsystemets evne til å dekke energibruken. Energiknapphet eller svikt i energisikkerhet karakteriseres ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi (vann, gass, kull etc.).

En god kraftbalanse sammen med tilgang på utvekslingskapasitet med utlandet gjør at Norge i dag har en god forsyningssikkerhet for strøm. Svikt i tilsiget og hendelser utenfor Norge kan likevel gi utfordringer for kraftforsyningen.

Statnett har ansvar for å utrede og utvikle særskilte virkemidler for å håndtere perioder med energiknapphet. Særskilte virkemidler er virkemidler som vurderes som inngripende i kraftmarkedet eller som med stor sannsynlighet kan påvirke kraftmarkedet. Tidligere virkemidler som er blitt søkt om er energiopsjoner og reservekraftverk. Bruk av særskilte virkemidler krever godkjenning fra NVE, og skal kun benyttes når ordinære og markedsmessige virkemidler ikke er tilstrekkelig for å håndtere situasjonen.

Energiloven inneholder en bestemmelse om rasjonering av elektrisk energi, herunder tvangsmessige leveringsinnskrenkninger og rekvisisjon. Rasjonering kan iverksettes når ekstraordinære forhold tilsier det. I medhold av bestemmelsen er NVE utpekt som rasjoneringsmyndighet, og er ansvarlig for planlegging og administrativ gjennomføring av tiltak i forbindelse med kraftrasjonering. NVE har en egen forskrift om rasjonering.

EFFEKTSIKKERHET

Mens elektrisitetsforbruket angir forbruket over tid, kalles forbruket av strøm i et enkelt øyeblikk for effektforbruk. Effektbalansen er forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på ett bestemt tidspunkt. Selv om effektuttaket vil variere med temperaturer, har trenden vært at effektforbruket øker i tråd med veksten i det generelle elektrisitetsforbruket. I 1990 var maksimalt effektuttak 18420 MW. Den 12. februar 2021 ble det registrert en ny forbruksrekord, med et effektuttak på 25 230 MW i timen mellom 9 og 10 om morgenen. Effektuttaket har dermed økt betraktelig siden 1990, og har hatt en sterkere vekst enn elektrisitetsbruken. Dette er utviklingstrekk som forventes å prege det norske kraftforbruket fremover.

Effektsikkerhet

Effektsikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning, og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet. Mens energiknapphet handler om situasjoner som kan vare i flere uker, handler effektknapphet om kapasiteten i enkelttimer med høyt forbruk.

Et strømnett med tilstrekkelig overføringskapasitet er en forutsetning for god forsyningssikkerhet. For å kunne sikre kraftforsyningen i alle situasjoner må overføringsnettet kunne håndtere variasjonene i forbruk og produksjon av kraft som kan forekomme på kort og lang sikt. Dette innebærer at nettet må dimensjoneres både for å håndtere toppene i kraftforbruket, som typisk forekommer på de kaldeste dagene i det kaldeste året, og for å kunne importere tilstrekkelig kraft gjennom en lengre periode, for eksempel i tørrår.

Av hensyn til forsyningssikkerhet planlegges gjerne investeringer i transmisjonsnettet ut fra at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne (N-1-kriteriet). N-1-kriteriet er likevel ikke en erstatning for den samfunnsøkonomiske vurderingen som gjøres når konkrete ledninger besluttes. Mer informasjon om hvordan investeringer i strømnettet planlegges finnes her.

DRIFTSSIKKERHET

Driftssikkerhet handler om kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at det blir avbrudd, frekvens- eller spenningsavvik. Driftssikkerhet gjelder den kontinuerlige driften av kraftsystemet, helt ned på minutt- og sekundnivå. Blant annet kan feil på linjer, transformatorer og styringssystemer påvirke driftssikkerheten og gi avbrudd i forsyningen. Det kan være flere grunner til at det blir feil på komponenter, men værrelaterte hendelser er en viktig årsak til avbrudd. Du kan lese mer om avbrudd lenger ned på siden.

Statnett er systemansvarlig i Norge og koordinerer driften av kraftsystemet

Statnett er systemansvarlig i det norske kraftsystemet, og koordinerer driften av kraftsystemet, sørger for fastsettelse av kapasitet til markedet, håndtering av flaskehalser og handel med andre land. Systemansvaret skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet.

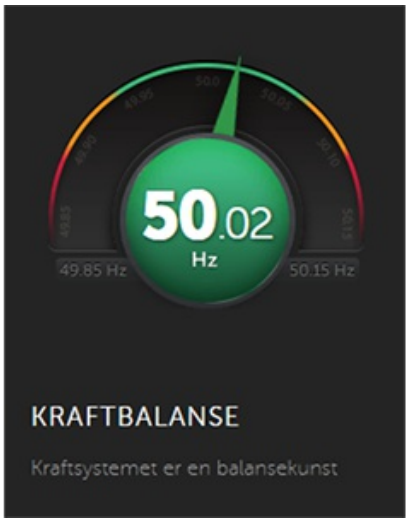
Elektrisitet er ferskvare, og det må til enhver tid produseres like mye strøm som det forbrukes. Dette kalles den momentane balansen i kraftsystemet. Den kontinuerlige balanseringen av produksjon og forbruk er svært viktig for driftssikkerheten i systemet. Dersom det oppstår ubalanser, iverksetter systemansvarlig tiltak for å gjenopprette balansen, som å justere produksjonen eller forbruket.

Kraftmarkedet er helt sentralt for balansen mellom tilbud og etterspørsel etter kraft. Resultatene fra den daglige prisberegningen i day-aheadmarkedet er grunnlaget for Statnetts planlegging og opprettholdelse av momentan balanse i det påfølgende driftsdøgnet.

Systemansvarlig skal sørge for momentan balanse mellom produksjon og bruk av kraft, slik at kraftsystemet er i balanse til enhver tid

Frekvensen er et mål for den momentane balansen i kraftsystemet. Dersom frekvensen blir høyere enn den skal være, betyr det at det produseres mer enn det forbrukes. Blir frekvensen for lav, forbrukes det mer enn det produseres. Frekvensen er den samme i hele det nordiske synkronområdet, som omfatter Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark. Frekvensen skal være 50 Hertz (Hz), med en normalvariasjon mellom 49,9 og 50,1 Hz. Siden Norden har felles frekvens, vil ubalanser i et område påvirke hele synkronområdet. Dette innebærer at et lands nettinvesteringer, valg av markedsløsninger eller tiltak innen driftssikkerhet påvirker hele synkronsystemet. Det er derfor nødvendig med et tett samarbeid mellom de nordiske landene.

Frekvenskvaliteten kan illustreres ved frekvensavviket, som forteller hvor mange minutter frekvensen er utenfor normalvariasjonsbåndet mellom 49,9–50,1 Hz. Frekvensavvik kan komme av feilhendelser, ubalanser knyttet til endringer i flyten på utenlandsforbindelser, eller plutselige endringer i kraftproduksjon eller forbruk. For å sikre den momentane balansen og motvirke at plutselige endringer eller feilhendelser fører til frekvensavvik og i verste fall avbrudd, må systemansvarlig ha tilgjengelige reserver for å håndtere ubalanser. Reserver kommer ofte fra kraftverk med reguleringsevne, som regulerer produksjonen opp eller ned for å stabilisere systemet. Samtidig vil det være et større behov fremover for reserver som kommer fra fleksibelt forbruk. Det er viktig for driftssikkerheten at systemansvarlig har god nok tilgang på reserver, og dette skaffes gjennom balansemarkedene.



Statnett 50 Hz

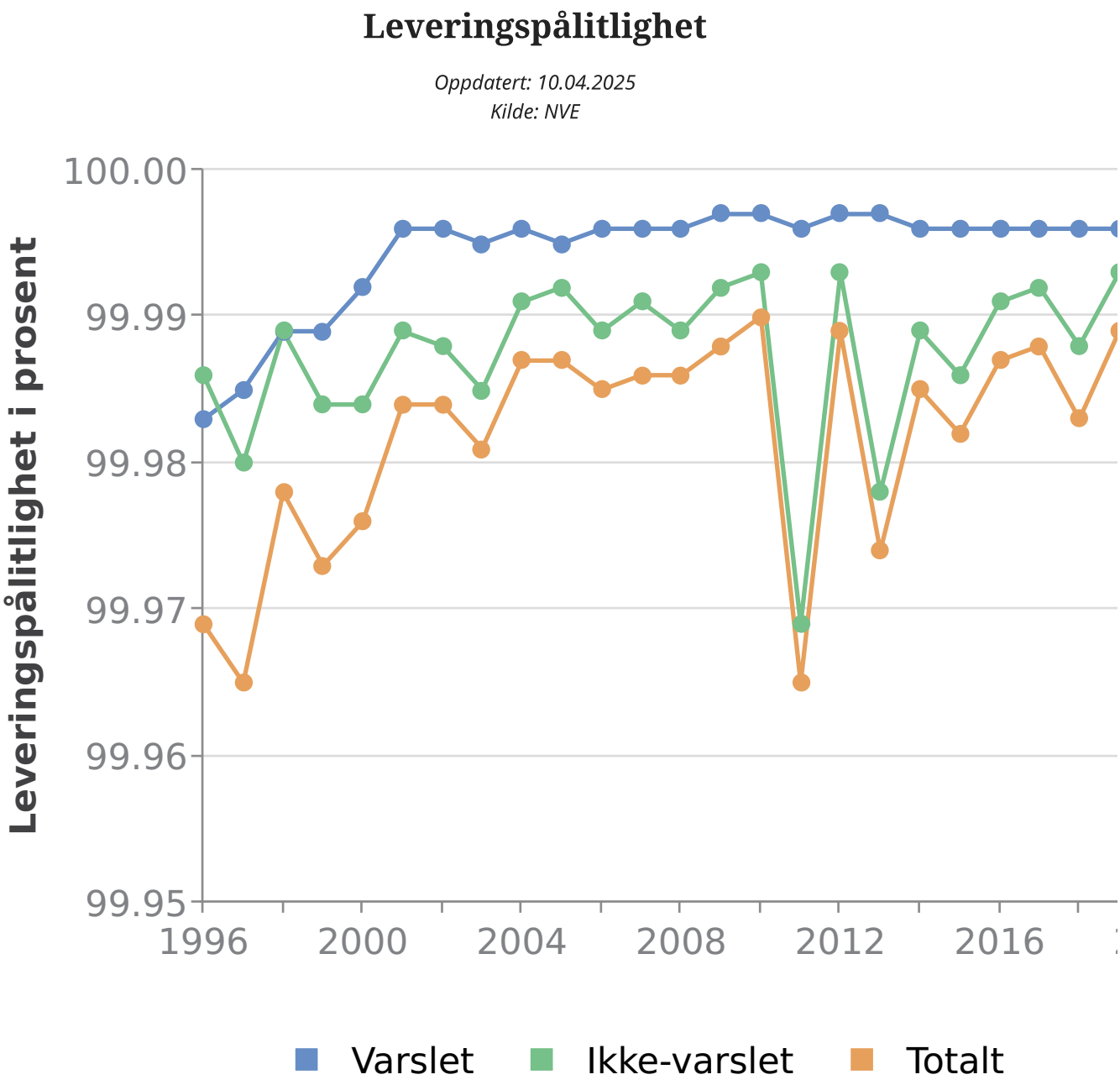
Mange av utfordringene for kraftsystemet som helhet gjør seg også gjeldende for distribusjonsnettet. Sårbarheten for avbrudd og redusert leveringskvalitet øker i takt med at vi tar i bruk elektrisitet på flere områder. For eksempel er det slik at bruken av effektkrevende elbilladere, og tilknytning av uregulerbar kraftproduksjon på lavere nettnivå, medfører at driften av distribusjonsnettet blir mer krevende.

Investeringer i kraftnettet og tiltak for å hindre avbrudd er viktig for forsyningssikkerheten. Nye teknologiske og markedsmessige løsninger kan også gjøre kraftsystemet bedre rustet til å håndtere fremtidige utfordringer.

LEVERINGSPÅLITELIGHET

Leveringspåliteligheten for strøm er knyttet til hyppigheten og varigheten av avbrudd i forsyningen. Leveringspåliteligheten i Norge er stabilt meget god, og er nærmere 99,99 prosent i år uten ekstremvær, og for alle år siden 1996 har den aldri ligget under 99,96 prosent, se figuren under.

Kraftig uvær i enkeltregioner kan påvirke leveringspåliteligheten på landsbasis. Dette var spesielt tydelig i 2011 og 2015 da ekstremværet «Dagmar» og «Nina» forårsaket mange utfall på grunn av sterk vind og trær som falt på kraftledningene.



Generelt er det flere faktorer enn uvær som kan påvirke leveringspåliteligheten. Viktige årsaker til avbrudd er tordenvær (lyn), vind, vegetasjon som for eksempel trær som faller på linjene, og snø/is som legger seg på linjene. Ulike tiltak kan iverksettes for å redusere avbrudd som følge av disse årsakene. Linjerydding er et viktig tiltak for å redusere avbrudd som følge av trær som faller på linjene, og jordkabel reduserer også påvirkningen fra trefall. I distribusjonsnettet skal bruk av jordkabel være hovedregelen, jf. Meld. St. 14 (2011– 2012). I 2001 innførte NVE KILE-ordningen (kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi) som gir nettselskapene insentiver til å redusere antall og varighet på avbrudd.

Leveringspåliteligheten for strøm kan aldri bli hundre prosent. Å sikre en avbruddsfri kraftforsyning vil kreve urimelig store investeringer i infrastruktur. Det er derfor ikke stilt krav som garanterer en avbruddsfri kraftforsyning. Aktører som er helt avhengig av en uavbrutt strømforsyning, må derfor sørge for alternativ forsyning gjennom nødstrømsaggregat eller andre løsninger. Samfunnets sårbarhet overfor avbrudd i strømforsyningen er derfor også avhengig av graden av egenberedskap hos sluttbrukere.

RME samler inn avbruddsdata fra nettselskapene, og publiserer årlig avbruddsstatistikk.

BEREDSKAP

Samfunnets økende avhengighet av elektrisitet gjør kraftforsyningsberedskap svært viktig. Økt digitalisering gjør strømforsyningen mer sårbar for dataangrep. Beredskap handler både om å forebygge utfall, men også om rask gjenoppretting dersom det skjer utfall. Det er derfor utarbeidet et sektorregelverk med energiloven og særlig kraftberedskapsforskriften, som gir gode insentiver til både forebygging og hurtig gjenoppretting ved feil.

Kraftberedskapsforskriften omfatter blant annet krav til reparasjonsberedskap, sikringstiltak, informasjonssikkerhet, beskyttelse av driftskontrollsystemer, og organiseringen av Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO).

NVE organiserer KBO, som ved beredskapshendelser løser oppgaver knyttet til gjenoppretting av kraftforsyningen. KBO består av NVE, Statnett og større kraftprodusenter, nettselskaper og fjernvarmeselskaper som har anlegg med vesentlig betydning for drift eller gjenoppretting av produksjon, omforming, overføring, omsetning eller fordeling av elektrisk energi eller fjernvarme. NVE har også samarbeid med kompetansemiljøet KraftCERT for varsling, informasjonsdeling og analyse ved digitale hendelser.

Kraftforsyningens distriktssjefer (KDS) er energiforsyningens regionale representanter, som utpekes av NVE. KDSene har ansvar for hvert sitt geografiske område, og representerer også energiforsyningen i fylkesberedskapsrådet.

I tillegg til forebygging er det viktig å sikre god håndtering og hurtig gjenoppretting når det skjer hendelser

Liv og helse og annen samfunnskritisk virksomhet skal prioriteres ved gjenoppretting. Forskriften krever også at selskapene skal ha robuste kommunikasjonsløsninger. Et eksempel på dette er egne kommunikasjonslinjer i sektoren som gjør at selskapene kan kommunisere med hverandre dersom mobiltelefoni ikke fungerer. Selskapene har en selvstendig plikt til å sørge for effektiv sikring og beredskap, og å iverksette tiltak for å forebygge, håndtere og begrense virkningene av ekstraordinære situasjoner.

NVE bidrar til økt oppmerksomhet om beredskap i sektoren gjennom tilsyn, veiledning, øvelser og informasjonsdeling.

REGULERING AV ENERGISEKTOREN



DET JURIDISKE RAMMEVERKET

Her gis det en oversikt over juridiske rammevilkår for energisektoren og vannressursforvaltningen. Det har vært nødvendig å utvikle et omfattende lovverk, og i en rekke sammenhenger kreves offentlige tillatelser (konsesjoner) for utnyttelse av vannressursene eller etablering av kraftledninger og vindkraft. Offentlig forhåndskontroll i form av konsesjonsplikt sikrer en individuell vurdering av et tiltaks lovmessighet og konsekvenser.



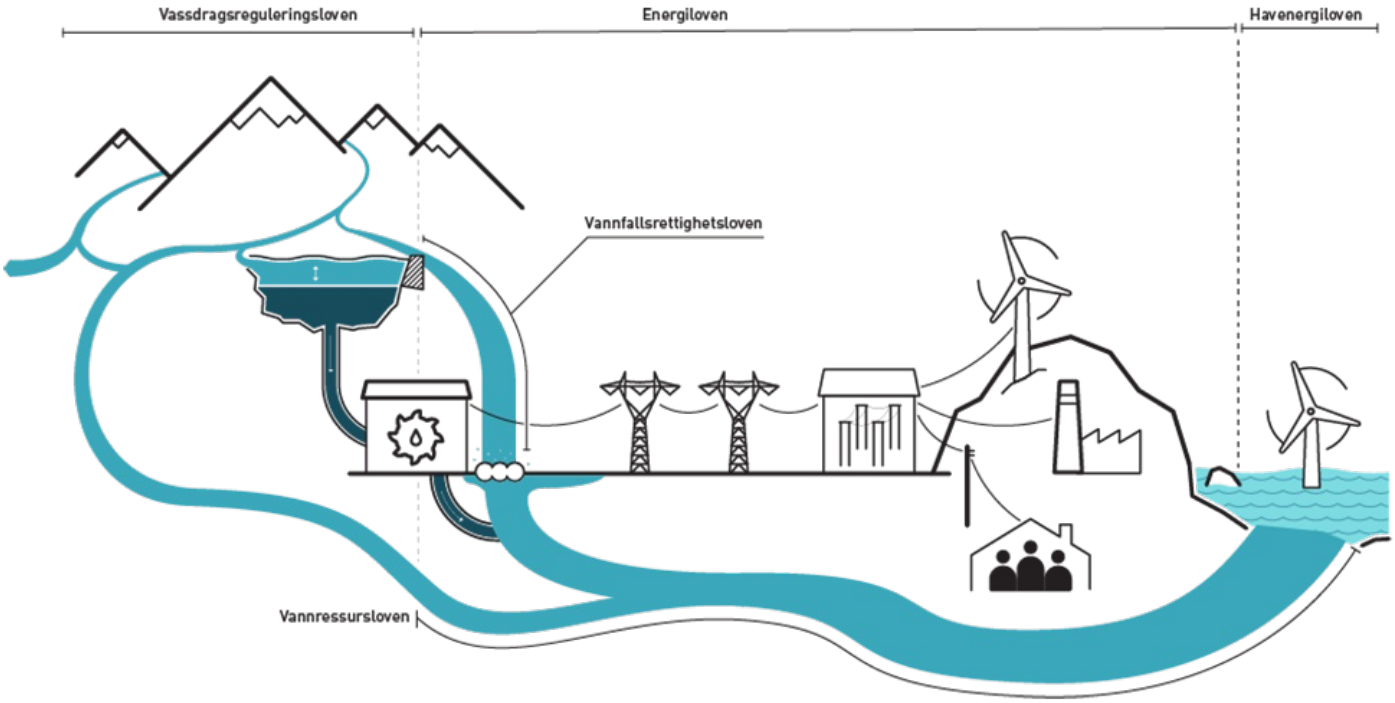
Formålet med regelverket

Både ved planlegging, bygging og drift av et produksjons- eller overføringsanlegg for elektrisk energi og fjernvarme, samt i forvaltningen av vannressursene, kan det oppstå konflikter mellom en rekke ulike bruker- og miljøinteresser. For eksempel kan biologisk mangfold, landskap og friluftsliv, fiske, turisme, kulturminner, lokalsamfunn og reindrift berøres. Slike interesser betegnes ofte som «allmenne interesser» i lovverket. Energi- og vassdragstiltak kan også påvirke private økonomiske interesser.

Formålet med regelverket er blant annet at de ulike interessene skal bli hørt og vurdert, at tiltakene settes under offentlig kontroll og at det settes nødvendige vilkår for å ivareta ulike interessene. Lovgivningen skal sørge for en effektiv forvaltning av ressursene våre. Hensynet til en sikker energiforsyning og et velfungerende kraftmarked står sentralt.

Nedenfor gis det en gjennomgang over de juridiske rammevilkårene som gjelder for energisektoren og vannressursforvaltningen.

Det juridiske rammeverket



VANNFALLRETTIGHETSLOVEN

For å utnytte vann til produksjon av elektrisitet må utbygger ha rettigheter til vannfallet. For andre enn staten kreves det konsesjon etter lov om konsesjon for rettigheter til vannfall mv. (vannfallrettighetsloven) for erverv av fallrettigheter. Småkraft uten reguleringsanlegg og elvekraftverk under konsesjonsgrensen på 4000 naturhestekrefter omfattes ikke av denne loven. Vannfallrettighetsloven skal sikre at vannkraftressursene forvaltes til beste for fellesskapet gjennom offentlig eierskap på statlig, fylkeskommunalt og kommunalt nivå.

Tidligere åpnet loven for at også private aktører kunne gis konsesjon, men med tidsbegrensning og vilkår om hjemfall. Hjemfall innebærer at staten vederlagsfritt overtar vannfallet og produksjonsanleggene ved konsesjonstidens utløp. Konsesjoner kan i dag bare gis til offentlige aktører. Offentlige aktører omfatter i denne sammenhengen statsforetak, kommuner, fylkeskommuner eller foretak hvor disse eier inntil 2/3 av kapitalen og stemmene. Private kan eie inntil 1/3 av selskap som har rettigheter som omfattes av vannfallrettighetsloven. I konsesjoner etter vannfallrettighetsloven settes det blant annet vilkår om konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

VASSDRAGSREGULERINGSLOVEN

Mens vannfallrettighetsloven regulerer eierskapet, kreves det konsesjon etter lov om regulering og kraftutbygging i vassdrag (vassdragsreguleringsloven) for å regulere eller overføre vann i eller mellom vassdrag for bruk til kraftproduksjon over en viss størrelse. Loven gjelder også for elvekraftverk med årlig produksjon over 40 GWh. I konsesjonen fastsettes høyeste og laveste tillatte regulerte vannstand i magasiner. Det fastsettes et manøvreringsreglement med vilkår. Dette kan inneholde krav om minstevannføring og bestemmelser om hvilke vannmengder som skal slippes til ulike tider over året. Det fastsettes i tillegg en rekke vilkår for å kompensere og avbøte skader og ulemper. Etter vassdragsreguleringsloven kan det også settes vilkår om konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

VANNRESSURSLOVEN

I tillegg til vannkraft finnes det en rekke andre typer inngrep i vassdrag. Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven) gjelder for alle typer tiltak i vassdrag, ikke bare kraftutbygging. Eksempler på andre typer tiltak kan være vannuttak til fiskeoppdrettsanlegg eller masseuttak. Småkraft under 10 MW blir også behandlet etter vannressursloven. Mindre inngrep som ikke ventes å medføre nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, trenger ikke konsesjon etter vannressursloven. Også etter vannressursloven kan det settes en rekke vilkår for å kompensere og avbøte skader eller ulemper.

ENERGILOVEN

Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) har som formål å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det skal tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt. Loven tilrettelegger for konkurranse innenfor produksjon og omsetning av elektrisitet. Utbygging og drift av nett er et naturlig monopol, og kontrollen med nettselskapenes inntekter er hjemlet i energiloven. I medhold av energiloven reguleres også markedsplass for omsetning av elektrisk energi, overføringsforbindelser til utlandet, fjernvarmeanlegg, systemansvar, leveringskvalitet, energiplanlegging og kraftforsyningsberedskap.

For å kunne bygge et vindkraftanlegg, solkraftverk eller kraftledninger med høy spenning, må tiltakshaver søke om anleggskonsesjon etter energiloven. For ledninger på lavere spenningsnivå i distribusjonsnettet gis nettselskapene en generell områdekonsesjon. Det betyr at det ikke er nødvendig å søke konsesjon for hvert enkelt anlegg.

HAVENERGILOVA

Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova) legger det juridiske grunnlaget for fornybar energiproduksjon til havs. Loven slår fast at retten til å utnytte fornybare energiressurser til havs tilhører staten. Loven gjelder på norsk sjøterritorium utenfor grunnlinjene og på kontinentalsokkelen, i tillegg er enkelte bestemmelser i loven gjeldende i indre farvann. Etablering av anlegg for produksjon, omforming eller overføring av kraft i lovens virkeområde krever konsesjon. Hovedregelen for etablering av anlegg for kraftproduksjon til havs er at dette først kan søkes om konsesjon etter at et område er åpnet, og det er gjennomført en konkurranse om tildeling av areal. Forut for åpning må det være gjennomført en konsekvensutredning i statlig regi. Unntak fra denne hovedregelen kan imidlertid gjøres for tidsmessig avgrensede pilotprosjekt eller tilsvarende.

ELSERTIFIKATLOVEN

Lov om elsertifikater (Elsertifikatloven) har som formål å bidra til økt produksjon av elektrisk energi fra fornybare energikilder. Loven oppretter et norsk marked for elsertifikater som fra 1. januar 2012 ble koblet sammen med det svenske elsertifikatmarkedet. Et elsertifikatmarked er et konstruert marked i den forstand at etterspørselen etter elsertifikater blir skapt på grunnlag av en lovbestemt plikt til å kjøpe elsertifikater. Salg av elsertifikater gir kraftprodusenter en inntekt ved siden av kraftprisen. Elsertifikatordningen er nærmere omtalt her.

ANNET LOVVERK

I tillegg til lovene som Energidepartementet forvalter, har en rekke lover og forskrifter betydning for energi- og vannressursområdet. EUs vanndirektiv (2000/60/EF) er gjennomført i Norge gjennom vannforskriften som er hjemlet i forurensningsloven, plan- og bygningsloven og vannressursloven. Forskriften gir regler om utarbeiding av forvaltningsplaner for å opprettholde og forbedre miljøtilstanden i ferskvann og kystvann.

Anlegg for produksjon og overføring av energi kan berøre naturmangfold, og må vurderes etter prinsippene i naturmangfoldloven. Naturmangfoldloven gjelder for alle sektorer når det offentlige utøver myndighet og treffer beslutninger som berører naturen. Loven skal sikre at naturen tas vare på ved bærekraftig bruk og vern, også slik at den gir grunnlag for menneskelig aktivitet og virksomhet. Reglene i naturmangfoldloven om prioriterte arter, utvalgte naturtyper og områdevern, kan også ha betydning for produksjon og overføring av energi.

Plan- og bygningsloven gjelder i stor grad parallelt med energi- og vassdragslovgivningen, men det er gjort viktige unntak. Sentral- og regionalnettet er unntatt fra viktige deler av plan- og bygningsloven, men omfattes av reglene om konsekvensutredninger. Forskrift om konsekvensutredninger stiller egne krav til utredninger av tiltak som konsesjonsbehandles. Byggteknisk forskrift inneholder energikrav til bygninger.

Dersom en utbygger mangler nødvendige rettigheter for å bygge energi- og vassdragsanlegg, kan det søkes om ekspropriasjon etter oreigningslova. Kulturminneloven, forurensingsloven og reindriftsloven skal der det er relevant, vurderes i konsesjonsbehandlingen av energi- og vassdragstiltak. Reindriftsloven skal bevare reindriften som et viktig grunnlag for samisk kultur, i samsvar med Grunnlovens og folkerettens regler om urfolk og minoriteter.

Forvaltningsloven gir generelle regler om saksbehandlingen. Loven inneholder regler om blant annet saksforberedelse og klage over enkeltvedtak, og kommer i tillegg til de spesielle saksbehandlingsreglene i energi- og vannressurslovgivningen.

Annet lovverk

En rekke andre lover har også betydning for energi- og vannressursområdet. Med unntak av naturgasslovgivningen forvaltes disse lovene av andre myndigheter enn Energidepartementet og NVE.

- Plan- og bygningsloven
- Naturmangfoldloven
- Oreigningslova
- Konkurranseloven
- Naturgassloven
- Forbrukerkjøpsloven
- Forurensningsloven
- Grannelova
- Kulturminneloven
- Friluftsloven
- Reindriftsloven
- Forvaltningsloven
- Jordlova

KONSESJONSBEHANDLING

Det kreves tillatelse – konsesjon – for å få bygge vannkraftverk, vindkraftverk, solkraftverk og kraftledninger. Søknader om utbygging av slike anlegg behandles etter ulike lover, avhengig av hvilket type anlegg det er snakk om. Søknaden må følges av utredninger slik at beslutningen kan fattes basert på et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag. I tillegg skal berørte interesser høres før beslutning fattes.



KONSESJONSMYNDIGHETEN

Konsesjonsmyndigheten er de organer som er ansvarlig for behandlingen av konsesjonssøknader og tildeling av konsesjoner. Konsesjonsmyndigheten omfatter Stortinget, Kongen i statsråd, Energidepartementet, NVE og kommunen. Nedenfor gis en beskrivelse av konsesjonsbehandlingsprosessene etter vassdragsreguleringsloven, vannressursloven og energiloven.

SAKSGANG ETTER VASSDRAGSLOVGIVNINGEN

Saksgangen skiller seg noe for større og mindre utbyggingssaker etter vassdragslovgivningen. Med mindre utbyggingssaker menes kraftverk etter vannressursloven med installert effekt under 10 MW uten regulering over konsesjonsgrensen i vassdragsreguleringsloven. Med større utbyggingssaker menes saker etter vassdragsreguleringsloven.

NVE har utarbeidet retningslinjer for saksbehandlingen for en rekke inngrep i vassdrag. For eksempel gjelder dette akvakulturanlegg, utbygging av mindre kraftverk, opprusting og ombygging av eksisterende kraftverk, bygging i eller over vassdrag, grusuttak og flomsikringstiltak. www.nve.no

STØRRE UTBYGGINGSSAKER



Saksgang for konsesjonsbehandling av søknader om større vannkraftverk etter vannressursloven og reguleringer/overføringer etter vassdragsreguleringslove

Kongen i statsråd er tillagt konsesjonsmyndighet for saker etter vassdragsreguleringsloven og utbygginger med installasjon større enn 10 MW etter vannressursloven. Det er likevel NVE som forestår arbeidet i søknadsfasen.

Etter forskrift om konsekvensutredninger for tiltak etter sektorlover av 19. desember 2014 (KU-forskriften) skal kraftverk med over 40 GWh årlig produksjon alltid konsekvensutredes etter forskriften. Øvrige anlegg skal oppfylle forskriftens krav til konsekvensutredning, jf. KU-forskriften § 7.

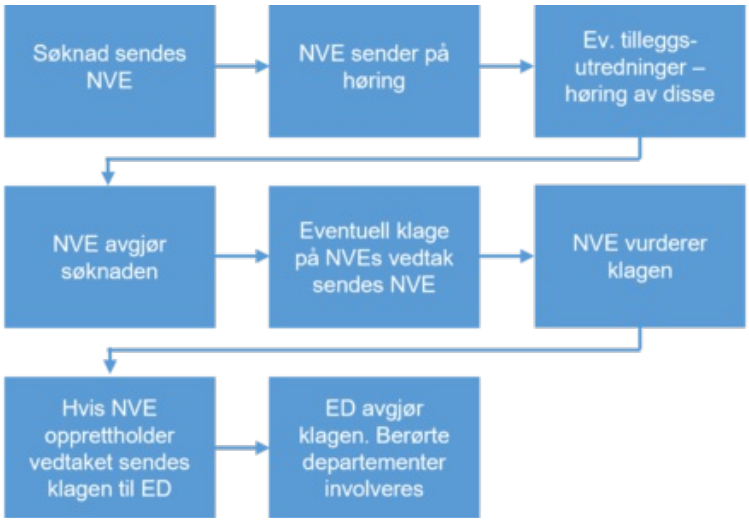
Det er ikke krav om melding i henhold til KU-forskriften for vannkraftverk under 40 GWh, jf. vedlegg II til forskriften. I slike tilfeller følges i utgangspunktet den alminnelige konsesjonsprosessen etter vassdragsreguleringsloven og vannressursloven. Konsekvensutredningen må da oppfylle kravene i vedlegg IV i KU-forskriften. Det stilles krav til supplerende utredninger etter KU-forskriften dersom ikke konsekvensene er tilstrekkelig utredet i søknaden. Også der tiltaket ikke omfattes av KU-forskriftens krav til konsekvensutredning skal konsekvensene av tiltaket beskrives grundig som en del av konsesjonssøknaden.

Dersom tiltaket er omfattet av vedlegg I til KU-forskriften starter prosessen med en melding med forslag til konsekvensutredningsprogram. Meldingen blir lagt ut til offentlig ettersyn og sendt på høring til lokale myndigheter og organisasjoner. NVE fastsetter endelig konsekvensutredningsprogram etter å ha forelagt dette for Klima- og miljødepartementet. Høringsinstansene mottar det endelige utredningsprogrammet til orientering. Når konsekvensutredningen er gjennomført, presenteres denne sammen med konsesjonssøknaden.

Søknaden, sammen med eventuell konsekvensutredning, blir sendt på høring til berørte myndigheter, organisasjoner og grunneiere for uttalelse. NVE foretar så en samlet vurdering av saken, og oversender innstilling til Energidepartementet. Departementet tilrettelegger saken for Kongen i statsråd og legger fram en tilråding. Tilrådingen utarbeides på bakgrunn av søknaden, NVEs innstilling, berørte fagdepartementers og lokale myndigheters syn, samt departementets egne vurderinger. Deretter fatter Kongen i statsråd vedtak om utbygging og regulering i form av en kongelig resolusjon. Store (over 20 000 naturhestekrefter) og/eller kontroversielle regulerings- og kraftutbyggingssaker forelegges først Stortinget i form av en stortingsproposisjon før konsesjonen formelt gis av Kongen i statsråd. Figuren over illustrerer saksgangen.

Det er ikke klageadgang når det gis konsesjon i større utbyggingssaker i og med at konsesjonsmyndigheten ligger hos Kongen i statsråd. Avslag fattes av Energidepartementet og kan påklages til Kongen i statsråd.

SMÅ VANNKRAFTVERK



Saksgang for konsesjonsbehandling av søknader om små vannkraftverk etter vannressursloven

NVE er delegert konsesjonsmyndighet etter vannressursloven for kraftverk med installert effekt under 10 MW og uten regulering over konsesjonsgrensen i vassdragsreguleringsloven. Disse er underlagt noe enklere saksbehandlingsregler enn større prosjekter, noe som bidrar til raskere saksbehandling for disse prosjektene.

Departementet utga i juni 2007 Retningslinjer for små vannkraftverk. Disse skal legge til rette for regional planlegging av slike kraftverk og styrke grunnlaget for en helhetlig, effektiv og forutsigbar konsesjonsbehandling.

For kraftverk mellom 1 og 10 MW må det gjennomføres en undersøkelse av biologisk mangfold som kan bli påvirket av utbyggingen. Søknaden blir etter reglene i plan- og bygningsloven kunngjort i lokal presse, lagt ut til offentlig ettersyn og sendt på høring til berørte myndigheter, organisasjoner og grunneiere. Etter høring vil det bli foretatt en befaring av området, før vedtak fattes.

Departementet er klageinstans for NVEs vedtak. Dersom det klages over NVEs konsesjonsvedtak, iverksettes en ordinær klagebehandling etter forvaltningslovens regler. Når Energidepartementet har fattet klagevedtak vil konsesjonsvedtaket være endelig i den forstand at det ikke kan påklages videre.

Myndighet til å fatte vedtak i konsesjonsbehandling av kraftverk under 1 MW (mini- og mikrokraftverk) ligger til kommunene, med unntak for slike kraftverk i vernede vassdrag. Alle søknader om mini- eller mikrokraftverk sendes først til NVE for avklaring om videre saksforløp.

SAKSGANG ETTER ENERGILOVEN

Vedtaksmyndighet

Anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi kan ikke bygges, eies eller drives uten konsesjon etter energiloven. Dette betyr at i tillegg til å ha konsesjon for å bygge et kraftverk/produksjonsanlegg, må tiltakshaver også ha konsesjon for det elektriske anlegget etter energiloven.

Myndigheten til å fatte vedtak om anleggskonsesjon er delegert til NVE, unntatt for nye store kraftledninger lenger enn 20 kilometer på spenningsnivå fra og med 300 kV og oppover, hvor vedtak fattes av Kongen i Statsråd. NVE vil for disse store ledningene vurdere søknader på vanlig måte, men kun fremme en innstilling til departementet. Departementet sender NVEs innstilling på høring, og forbereder saker for Kongen i statsråd som fatter endelig vedtak. Vedtak fattet av Kongen i statsråd kan ikke påklages. I saker der vedtak fattes av NVE er Energidepartementet klageorgan.

Konsesjonsprosessen

<u>Hurtigspor for små og enkle saker:</u>
For små og enkle saker kan en konsesjonssak bli behandlet av NVE i et hurtigspor. Hurtigsporet innebærer en rask behandling av godt forberedte søknader som medfører små virkninger for allmenne og private interesser. Kravene for å bli behandlet etter hurtigsporet er blant annet at søkeren har hatt prosess med relevante myndigheter og berørte grunneiere og rettighetshavere, at virkningene er små og avklarte og at kapasitet i nettet er avklart med tilgrensende netteiere.

<u>Enkel konsesjonssak der myndighetsbehandlingen starter med søknad:</u>

For 132-kV-ledninger som er kortere enn 15 km, kan tiltakshaver sende konsesjonssøknad til NVE uten å melde prosjektet i forkant. Se figuren over. NVE sender stort sett søknaden på offentlig høring før det fattes vedtak i saken. Dersom NVEs konsesjonsvedtak blir påklaget og NVE ikke omgjør eget vedtak, blir saken oversendt til Energidepartementet for klagebehandling etter forvaltningslovens regler. I klagebehandlingen vil departementet gjennomføre befaring dersom saken tilsier det. Når departementet har fattet klagevedtak vil konsesjonsvedtaket være endelig i den forstand at det ikke kan påklages videre. Før tiltakshaver kan begynne å bygge, må detaljplanen være godkjent av NVE.

Alle konsesjonspliktige kraftledninger etter energiloven krever konsekvensutredning. I saksgang uten melding må søkeren fremdeles konsekvensutrede tiltaket før konsesjonssøknad, men uten å ha fått fastsatt et utredningsprogram fra NVE. Konsekvensutredningen skal sendes til NVE samtidig med søknad om konsesjon.

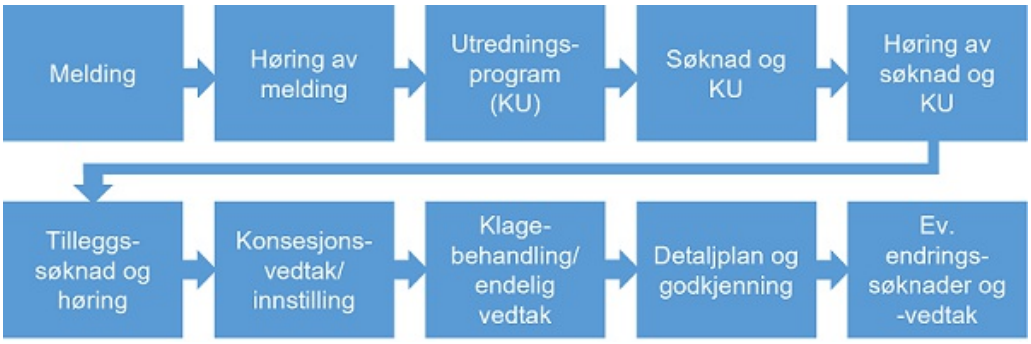


Enkel konsesjonssak der myndighetsbehandlingen starter med søknad

<u>Konsesjonssak som krever melding etter forskrift om konsekvensutredninger:</u>

For nye kraftledninger og jord- og sjøkabler med spenning 132 kV eller høyere og en lengde på mer enn 15 km, starter myndighetsbehandlingen av saken med melding og forslag til utredningsprogram, jf. figuren over. I meldingen skal søkeren beskrive tiltaket, det berørte området og mulige konsekvenser for miljø og samfunn. Meldingen skal beskrive relevante og realistiske alternativer og hvordan disse skal vurderes i konsekvensutredningen. Søkeren skal legge fram et forslag til utredningsprogram som beskriver aktuelle utredninger og metodikk. Melding med utredningsprogram sendes på høring av NVE, før NVE på bakgrunn av forslaget og innkomne høringsuttalelser fastsetter utredningsprogrammet. Deretter kan tiltaket konsekvensutredes og konsesjonssøkes av tiltakshaver.

NVE vil i forbindelse med behandling av konsesjonssøknader som hovedregel gjennomføre offentlig høring, befare området og avholde offentlige møter. NVE fatter vedtak og deretter følger en eventuell klagebehandling hos Energidepartementet som beskrevet over. Før tiltakshaver kan begynne å bygge, må detaljplanen være godkjent av NVE.



Konsesjonssak som krever melding etter forskrift om konsekvensutredninger

Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring for nye og store kraftledninger:

Ordningen med konseptvalgutredning (KVU) og ekstern kvalitetssikring for nye, store kraftledninger ble innført i 2013. Med nye, store kraftledninger forstås ett eller flere anlegg som krever anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1, og med spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 km. Ordningen innebærer at den som planlegger slike kraftledningsanlegg skal utarbeide en konseptvalgutredning som redegjør for behov, alternative konsepter og konseptvalg, og i tillegg selv sørge for en ekstern kvalitetssikring av dette. Deretter skal Energidepartementet avgi en uttalelse om behov og konseptvalg. Deretter kan søkeren melde og søke prosjektet.



Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring for nye og store kraftledninger

BEHANDLINGSTID

Det er mange faktorer som påvirker tidsbruken for konsesjonsbehandlingen, blant annet konfliktgrad og kompleksitet i det enkelte prosjekt. Vannkraft- og energiprosjekter har som oftest virkninger for næringsliv, lokalsamfunn, natur og andre arealinteresser. Konsesjonsmyndigheten har ansvar for at saken er så godt opplyst som mulig før vedtak i saken fattes, og må gjennom behandlingen vurdere behovet for ytterligere utredninger av ulike temaer og behovet for tilleggsuttalelser til spørsmål som tas opp under saksbehandlingen. Behandlingen i konsesjonssaker etter vassdrags- og energilovgivningen skal ivareta hensynet til forsvarlige og helhetlige vurderinger, og samtidig være effektiv.

REGULERING AV NETTVIRKSOMHETEN

Strømnettet er et naturlig monopol og er derfor underlagt monopolkontroll



REGULERING AV NETTVIRKSOMHETEN

Kraftproduksjon og kraftomsetning er konkurranseutsatt virksomhet, og energiloven legger til grunn prinsippet om en markedsbasert kraftomsetning. Transmisjon og distribusjon av elektrisk kraft er et naturlig monopol. Kostnadene ved å bygge nett er høye, og det er ikke samfunnsmessig rasjonelt å bygge flere konkurrerende nett. Det er derfor ikke åpnet for konkurranse innenfor nettvirksomheten. Nettvirksomheten er underlagt monopolkontroll.

Monopolreguleringen skal samlet sett sikre en samfunnsmessig rasjonell drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

For å hindre at nettselskapene utnytter sin monopolstilling overfor nettkundene, er sektoren underlagt omfattende regulering. For å bygge, eie og drive nettanlegg er det krav om konsesjon etter energiloven. Konsesjonærene er underlagt både direkte reguleringer i form av spesifikke krav og plikter, og insentivbasert regulering i form av inntektsregulering. Dette skal samlet sett sikre en samfunnsmessig rasjonell drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Den direkte reguleringen skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes og driftes på en tilfredsstillende måte. Det pålegges spesifikke plikter og krav som nettselskapet må oppfylle, uavhengig av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Den direkte reguleringen skal blant annet sikre at alle som ønsker det har tilgang til nettet, at kapasiteten er tilstrekkelig og leveringskvaliteten tilfredsstillende, og at forsyningssikkerheten opprettholdes i krevende situasjoner.

Innenfor rammene av de ulike reguleringene har nettselskapene betydelig frihet til å velge hvordan kravene skal oppfylles. Inntektsreguleringen skal gi nettselskapene insentiver til å oppfylle kravene på en kostnadseffektiv måte. Dette er viktig fordi en regulert monopolist som automatisk får dekket alle sine kostnader ikke uten videre vil ha insentiver til å være kostnadseffektiv.

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) fastsetter årlig en tillatt inntekt for hvert enkelt nettselskap. Denne skal fastsettes slik at inntekten over tid dekker kostnader ved drift og avskrivning av nettet samt at den gir en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Inntektsreguleringen skal ivareta de økonomiske rammebetingelsene til nettselskapene, samtidig som den skal ivareta nettkundene gjennom å sørge for at størrelsen på nettleien er rimelig.

Nettselskapene får i hovedsak sine inntekter gjennom nettleien. Nettselskapene skal fastsette tariffene slik at den faktiske inntekten ikke overstiger tillatt inntekt over tid.

Inntektsreguleringen skal også gi nettselskapene insentiver til å opprettholde leveringspåliteligheten i nettet på et optimalt nivå. KILE-ordningen (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi) reduserer nettselskapenes tillatte inntekt når det er avbrudd i leveringen. I tillegg kan sluttbrukere som opplever strømbrudd i over 12 timer kreve å få utbetalt en kompensasjon fra nettselskapet.

I tillegg til direkte og økonomiske reguleringer er tilsynsvirksomhet sentralt. RME er reguleringsmyndighet og fører løpende tilsyn med nettvirksomheten. RME har adgang til å gi pålegg om etterlevelse av regelverk og konsesjonsvilkår.

TARIFFERING

Nettkunder betaler såkalte punkttariffer for overføring og fordeling av strøm. Det innebærer at størrelsen på tariffen er avhengig av tilknytningspunktet. Tariffene skal bidra til å dekke kostnader som oppstår i det nettnivået man er tilknyttet, samt kostnader til overliggende nett.

Kunden betaler tariffer til sitt lokale nettselskap og får adgang til hele kraftmarkedet.

For uttakskunder har nettnivået man er tilknyttet derfor betydning for størrelsen på tariffen. Uttakskunder som er tilknyttet transmisjonsnettet betaler nettleie basert på kostnadene i transmisjonsnettet. Disse har derfor en lavere tariff enn kunder tilknyttetunderliggende nett hvor de også bidrar til å dekke kostnader i overliggende nett.

Produsenter betaler et fastledd uavhengig av nettnivået de er tilknyttet. Denne innmatingstariffen er i 2024 på 1,49 øre/kWh.

Tariffene for uttak varierer mellom de ulike nettselskapene. Årsaken er blant annet at nettselskapene opererer under ulike rammevilkår, noe som påvirker kostnadene ved å føre frem kraft til kundene. Vanskelige naturgitte overføringsforhold og spredt bosetting kan bidra til høyere overføringskostnader. I tillegg er det variasjon i hvor effektivt de ulike nettselskapene driver nettet.

Det er nettselskapene selv som fastsetter tariffene, men de overordnede prinsippene for tarifferingen er regulert av myndighetene. Nettselskapenes totale inntekter skal over tid være innenfor den tillatte inntekten fastsatt av RME. Tariffene skal være objektive og ikke-diskriminerende, og utforming og differensiering av tariffene skal gjøres på bakgrunn av relevante nettforhold. Videre skal tariffene i størst mulig grad gi langsiktige signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

Tariffutforming

Energiledd

Et bærende prinsipp for utforming av optimale tariffer er at brukerne av nettet stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnaden disse aktørene påfører nettet på kort sikt. Når strøm føres gjennom nettet går deler av strømmen tapt. Størrelsen på tapet avhenger av den samlede belastningen på nettet. Endringen i tapet kan være positiv eller negativ, avhengig av om endret innmating eller uttak øker eller reduserer tapene i nettet.

I transmisjons- og regionalnettet og for innmating av produksjon i distribusjonsnettet skal energileddet fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader. Uttak- og innmating i samme punkt i transmisjons- og regionalnettet har samme energiledd, men med motsatt fortegn. For uttak i distribusjonsnettet kan energileddet i tillegg dekke en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet. Nettselskapene er gitt en overgangsperiode frem til 1. juli 2026, etter denne datoen skal inntektene fra energileddet maksimalt utgjøre 50 prosent av nettselskapets inntekter fra hver kundegruppe.

I transmisjonsnettet fastsettes energileddet ut fra marginale tapssatser for hvert enkelt utvekslingspunkt multiplisert med områdeprisen fastsatt i day-aheadmarkedet. Energileddet skal tidsdifferensieres minimum ukentlig med en sats for dag og en annen sats som gjelder både natt og helg. Statnett (TSO) har satt en administrativ øvre og nedre grense på tapssatsene på +/- 15 prosent av kraftprisen. Enkelte regionalnett viderefører en slik grense for sin avregning av energileddet, det samme gjelder for innmating i distribusjonsnettet. Tapssatsene beregnes og publiseres for kommende uke.

I distribusjonsnettet er det ikke krav til beregning av punktvise tapsprosenter ved beregning av energileddet. Tapsprosenten settes gjerne lik marginaltapet i nærmeste utvekslingspunkt med overliggende nett pluss gjennomsnittlig marginaltap for området. Energileddene blir fastsatt i forkant, ofte for ett år av gangen.

Fastledd og effektledd

På grunn av nettets kostnadsstruktur, med høye faste kostnader og lave kostnader ved løpende bruk, vil ikke inntektene fra marginaltapsleddet være tilstrekkelig til å dekke de faste kostnadene. Nettselskapene har derfor andre tariffledd som sørger for å dekke disse kostnadene, samt gi en rimelig avkastning på investeringer i nettet.

Alle kunder i distribusjonsnettet betaler et fastledd. Fastleddet dekker kundespesifikke kostnader i tillegg til en andel av øvrige faste kostnader i nettet. Nettselskapene kan dele kundene inn i kundegrupper som tilbys ulike tariffer, basert på relevante nettforhold.

Fastleddet skal differensieres etter effekt, det vil si hvor mye kapasitet en kunde trenger i strømnettet. De som har behov for mye kapasitet betaler mer enn de som har behov for lite kapasitet. De fleste nettselskaper har valgt en modell der fastleddet har ulike trappetrinn. Hvilket trinn en kunde står på blir bestemt av de timene i løpet av en måned som kunden brukte mest strøm. Kunden har dermed mulighet til å påvirke hvilket trinn han havner på ved å jevne ut forbruket sitt.

Tariffene for næringskunder med årlig forbruk over 100 000 kWh kan i tillegg inneholde et effektledd. Det er varierende praksis ved fastsettelse av effektgrunnlag. Noen nettselskap benytter kundens maksimaleffekt per måned, mens andre legger til grunn gjennomsnittlig effekt av flere målinger over samme periode.

Anleggsbidrag

I tillegg til de ulike tariffleddene kan nettselskapene, etter nærmere regler, fastsette et anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder. Formålet med anleggsbidraget er å synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning. Kundene skal kunne vurdere sitt behov for nett opp mot kostnadene det medfører. I tillegg har anleggsbidraget som formål å fordele kostnadene mellom kunden som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder. Hovedprinsippet er at investeringer i nettet som utløses av en kunde, betales av kunden som utløser investeringen.

INNTEKTER OG SKATTLEGGING AV KRAFTSEKTOREN

Gjennom skatter og avgifter sikres det at både kommunene, fylkene og staten får inntekter fra kraftverkene.



SKATTLEGGING AV VANNKRAFT

Vannkraftanlegg skattlegges etter flere ulike ordninger for å sikre fellesskapet inntekter fra utnyttelsen av naturressursen. Næringen skiller seg også ut ved at vertskommunene for vannkraft får en stor andel av skatteinntektene.

Overskuddet i kraftproduksjon skattlegges som **alminnelig inntekt** på samme måte som i andre foretak. Skattesatsen på alminnelig inntekt er 22 prosent i 2024. Det beregnes i tillegg **grunnrenteskatt** på vannkraftverk med generatorer på minst 10 MVA. Produksjon av vannkraft kan ofte gi avkastning utover det som er normalt da produksjonen er basert på en begrenset ressurs. Slik ekstraordinær avkastning betegnes gjerne grunnrente, og gjennom grunnrenteskatten føres en del av avkastningen tilbake til fellesskapet. Effektiv grunnrenteskattesats er 45 prosent i 2024.

Gjennom grunnrenteskatten føres en del av avkastningen tilbake til fellesskapet

Grunnrenteskatten er utformet som en nøytral skatt, slik at prosjekter som er lønnsomme før grunnrenteskatt, også er lønnsomme etter grunnrenteskatt. Kraftverk med generatorer under 10 MVA er likevel fritatt for grunnrenteskatt. Grunnlaget for grunnrenteskatt, grunnrenteinntekten, beregnes som en normert markedsverdi av kraftproduksjonen (faktisk produksjon multiplisert med spotmarkedspriser) fratrukket driftsutgifter, konsesjonsavgift og eiendomsskatt. Grunnrenteskatten er fra og med 2021 utformet som en kontantstrømskatt med umiddelbar utgiftsføring av investeringer. Investeringer fra før 2021 kommer fortsatt til fradrag gjennom avskrivninger og friinntekt. Friinntekten skal kompensere for at investeringer fra før 2021 avskrives og ikke kommer til fradrag umiddelbart. Grunnrenteinntekten fastsettes dermed slik:

	Spotmarkedspris (med enkelte unntak) * faktisk produksjon i inntektsåret
-	Driftskostnader
-	Konsesjonsavgift og eiendomsskatt
-	Investeringskostnader
-	Avskrivninger og friinntekt for investeringer fra før 2021
-	Grunnrenterelatert selskapsskatt
=	Grunnrenteinntekt

Fastsettelse av grunnrenteinntekt

Grunnrenteinntekten kan etter dette være positiv, negativ eller null. For selskap som eier flere kraftverk samordnes grunnrenteinntekten, det vil si at eventuell negativ grunnrenteinntekt i ett kraftverk trekkes fra i positiv grunnrenteinntekt fra et annet kraftverk. I motsetning til annen skatt, vil selskapene få utbetalt skatteverdien av eventuell negativ grunnrenteinntekt etter samordning mellom kraftverk.

Grunnrenteinntekten skattlegges med en formell skattesats på 57,7 prosent i 2024. Siden grunnrenterelatert selskapsskatt kan trekkes fra i grunnlaget for grunnrenteskatt, er effektiv grunnrenteskattesats 45 prosent.

Vannkraftverk med generatorer på minst 10 MVA ilegges også en **naturressursskatt** på 1,3 øre per kWh. Naturressursskatten betales til kommuner og fylkeskommuner med henholdsvis 1,1 og 0,2 øre per kWh. Naturressursskatt er fradragsberettiget krone for krone mot utlignet skatt på alminnelig inntekt og utgjør dermed normalt ikke en effektiv skatt for selskapene.

I tillegg betaler kraftprodusentene vanligvis **eiendomsskatt** til vertskommunene. Eiendomsskattegrunnlaget på vannkraftverk beregnes etter særskilte regler. For vannkraftanlegg skal anleggenes formuesverdi, som skal tilsvare markedsverdien, legges til grunn ved utskriving av eiendomsskatt. For vannkraftanlegg med generatorer på minst 10 MVA beregnes grunnlaget for eiendomsskatten som en nåverdi over uendelig tid av anslått verdi av fremtidige inntekter fratrukket driftskostnader, grunnrenteskatt og sjablongmessige anslåtte utskiftningskostnader. Eiendomsskattegrunnlaget kan imidlertid ikke være lavere eller høyere enn henholdsvis 0,95 kroner per kWh og 2,74 kroner per kWh av anleggets gjennomsnittlige produksjon over en periode på sju år (minimums- og maksimumsreglene). Dersom anlegget har vært i drift færre enn sju år, legges gjennomsnittet for disse årene til grunn. Eiendomsskatten kan trekkes fra i beregningen av grunnrenteinntekt.

For vannkraftanlegg under 10 MVA beregnes eiendomsskatten på grunnlag av skattemessig nedskrevet verdi av investeringene.

Eiere av større vannkraftverk har plikt til å betale **konsesjonsavgift** til stat og kommuner som er berørt av kraftutbyggingen. Avgiften avhenger av kraftgrunnlaget som er en teoretisk beregning av effekten som kraftverket kan gi, og beregnes uavhengig av kraftverkets faktiske produksjonskapasitet. Kraftgrunnlaget regnes i naturhestekrefter (nat.hk.), og blir beregnet ut fra regulert vannføring og fallhøyde. Avgiftsatsen settes normalt til 24 kr per nat.hk til kommuner og 8 kr til staten i nye konsesjoner, men satsen varierer betydelig i tidligere gitte konsesjoner. Avgiftssatsene er normalt gjenstand for jevnlige justeringer. Kommunene og staten mottok om lag 930 millioner kroner i konsesjonsavgifter i 2023.

Eiere av større vannkraftverk har plikt til å levere inntil 10 prosent av kraftgrunnlaget til kommunen som er berørt av utbyggingen som **konsesjonskraft**. Hensikten med konsesjonskraftordningen har vært å sikre utbyggingskommunene kraft til alminnelig forsyning til en rimelig pris. Der kommunen har en større tildeling av konsesjonskraft enn forbruk til alminnelig forsyning, har fylkeskommunen rett til overskytende kraft. Partene har frihet til selv å avtale prisen på konsesjonskraften. Hvis partene ikke har avtalt noe annet, er prinsippet at prisen skal baseres på selvkost. For konsesjoner gitt etter 10. april 1959 beregner departementet en pris som er basert på gjennomsnittlig selvkost for et representativt utvalg av kraftverk. Denne prisen kalles *konsesjonskraftprisen*, og er for 2024 fastsatt til 12,31 øre/kWh.

Kommuner og fylkeskommuner mottar om lag 8,8 TWh konsesjonskraft årlig. Om lag 1/3 av dette går i dag til fylkeskommunene. Verdien av konsesjonskraften varierer med kraftprisene og bestemmes av differansen mellom konsesjonskraftprisen og markedsprisen på kraft.

SKATTLEGGING AV LANDBASERT VINDKRAFT

Overskuddet i kraftproduksjon fra landbasert vindkraft skattlegges som **alminnelig inntekt** på samme måte som i andre foretak. Skattesatsen på alminnelig inntekt er 22 prosent i 2024. Fra 2015 ble det innført særlige avskrivningsregler for vindkraft med lineære avskrivninger over fem år. De gunstige avskrivningsreglene gjaldt driftsmidler ervervet frem til utløpet av godkjenningsperioden for anlegg under elsertifikatordningen, det vil si til og med 31. desember 2021.

Kommunene har anledning til å skrive ut **eiendomsskatt** på vindkraftverk. Vindkraftverk inngikk i den tidligere kategorien «verk og bruk», som ble avviklet fra og med skatteåret 2019, da produksjonsutstyr og -installasjoner som hovedregel ikke lenger skulle inngå i eiendomsskattegrunnlaget. Eiendomsskatt for vannkraftverk, kraftnett, vindkraftverk og petroleumsanlegg med særskatt ble likevel videreført som tidligere i en egen bestemmelse. Vindkraftverk skal verdsettes til teknisk verdi, som skal tilsvare gjenanskaffelseskostnaden etter fradrag for slit, elde og eventuell utidsmessighet. Eigedomsskattelova åpner også for at vindkraftverk verdsettes etter avkastningsverdi når denne verdsettingsmetoden best reflekterer verdien.

Fra 1. juli 2022 ble det innført en **produksjonsavgift** på landbasert vindkraft. For 2024 er avgiftssatsen 2 øre per kWh. Avgiften er fiskal og går til statskassen, men det er forutsatt at inntektene skal fordeles til vertskommunene. Det skjer ved at inntektene tilbakeføres til vertskommunene gjennom utbetaling fra NVE. I tillegg til gjeldende produksjonsavgift er det besluttet at 0,2 øre/kWh av vindkraftproduksjonen skal avsettes til lokale formål som natur, reindrift og eventuelt andre formål som er direkte berørt av arealbruken til vindkraft på land. En ordning for dette skal utredes nærmere.

Fra og med inntektsåret 2024 er det innført **grunnrenteskatt** på landbasert vindkraft. Effektiv skattesats er satt til 25 prosent i 2024. Skatten omfatter vindkraftanlegg som består av mer enn fem turbiner, eller som har samlet installert effekt på 1 MW eller høyere.

Grunnrenteskatten er utformet som en kontantstrømskatt med umiddelbare fradrag for nye investeringer. Inntektene fra kraftproduksjon skal som hovedregel verdsettes til spotmarkedspris, med visse unntak. Til fradrag kommer kostnader som regulært følger av vindkraftproduksjonen. Tilsvarende som i grunnrenteskatten for vannkraft kan en grunnrenterelatert selskapsskatt fradragsføres i grunnrenteinntekten.

For nye vindkraftanlegg utbetales skatteverdien av negativ grunnrenteinntekt når anlegget blir satt i drift og Skatteetaten har gjennomført kontroll av fastsatt skatt. Frem til utbetaling skjer fremføres negativ grunnrenteinntekt med rente.

For eksisterende vindkraftanlegg skal historiske investeringer beregnes etter ordinære saldoavskrivingsregler og deretter oppjusteres med 40 prosent, oppad og begrenset til 85 prosent av historisk kostpris. Den oppjusterte inngangsverdien skrives av lineært i grunnrenteskatten over fem år. Vindkraftanlegg som har vært omfattet av gunstige avskrivingsregler og som derfor har lav gjenstående skattemessig verdi, skal avskrives som om de var omfattet av ordinære saldoavskrivingsregler.

EIENDOMSSKATT PÅ NETTANLEGG

For nettanlegg skal verdsettelsen bygge på reglene i eigedomsskattelova. Dette innebærer at nettanlegg skal verdsettes til objektiv omsetningsverdi, og at takseringen foretas av kommunene. Verdsettelsen baseres på bruk av såkalt substansverdi (gjenanskaffelsesverdi). Grunnen under linjene inngår i anlegget.

Oversikt over hvem skatteinntektene tilfaller

Oppdatert: 19.01.2024
Kilde: Energidepartementet

Skatt	Hvem får inntektene
Eiendomsskatt	Kommunen
Grunnrenteskatt	Staten
Inntektsskatt	Staten
Konsesjonsavgift	Kommunen/staten
Konsesjonskraft	Kommunen/fylkeskommunen
Naturressursskatt	Kommunen/fylkeskommunen
Produksjonsavgift	Staten

EØS-AVTALEN OG ENERGISAMARBEIDET MED EU

Som en stor leverandør av energi til Europa har Norge et tett samarbeid med EU på energiområdet. Gjennom EØS-avtalen er Norge en del av EUs indre energimarked.



EØS-AVTALEN

EUs energipolitikk har som mål å sikre en bærekraftig, konkurransedyktig og sikker energiforsyning. Politikken har utviklet seg sterkt etter at EØS-avtalen trådte i kraft i 1994, og EUs regelverk for det indre energimarkedet har over tid økt i omfang og detaljeringsgrad.

Regelverket påvirker norske aktører direkte gjennom EØS-avtalen, men også indirekte gjennom virkninger på det europeiske energimarkedet – vårt viktigste eksportmarked for olje, gass og elektrisitet. Norske energiprodusenter trenger stabile og forutsigbare rammevilkår. Det er derfor av stor betydning å følge utformingen av nye direktiver, forordninger og beslutninger på energiområdet i EU.

De første lovgivningspakkene fra EU om regulering om elektrisitet og naturgass handlet i hovedsak om åpning av de nasjonale markedene og konkurransepolitikk anvendt på energiområdet. Da EØS-avtalen ble fremforhandlet på begynnelsen av 1990-tallet var det vedtatt ni rettsakter på energiområdet (forordninger og direktiver), som ble tatt inn i EØS-avtalen. Denne nevner energi i artikkel 24, som er plassert i EØS-avtalens del om det frie varebytte. Direktiver og forordninger om energi er innlemmet i vedlegg IV til EØS-avtalen.

EUs energipolitikk favner bredere enn det som dekkes av EØS-avtalen. I Lisboa-traktaten fra 2009 ble det inntatt en egen bestemmelse om energi (artikkel 194). Artikkelen trekker opp målsetninger knyttet til energimarkedets virkemåte, forsyningssikkerhet, energieffektivisering, fornybar energi og infrastruktur. Det fastslås samtidig at medlemslandene har rett til selv å bestemme over ressursutnyttelse og energimiks.

I 2015 ble EUs energiunion lansert. Den kan betegnes som en politisk overbygning for mål og virkemidler i EUs felles energipolitikk. Energiunionen tar for seg fem områder, også kalt dimensjoner: Forsyningssikkerhet, det indre energimarkedet, å begrense energietterspørselen, dekarbonisering samt forskning, innovasjon og utvikling. I 2016 la Europakommisjonen fram Ren energipakken, som ble vedtatt i 2018 og 2019. Senere har regelverket blitt endret.

EU har vedtatt mål om utslippskutt, mer fornybar energi og energieffektivisering frem mot 2030. I 2021 lovfestet EU målet om å kutte minst 55 prosent av egne netto klimagassutslipp innen 2030 sammenliknet med nivået i 1990. Senere samme år la Europakommisjonen frem en rekke lovforslag som skal bidra til at EU når dette klimamålet. Pakken kalles derfor "Fit for 55", eller "Klar for 55". Flere tiltak i pakken berører energifeltet. Blant annet vil EU øke andelen fornybar energi frem mot 2030, og sikre at mesteparten av energiforbruket i EU er fornybart innen 2050. Etter Russlands angrep på Ukraina i februar 2022 ble det foreslått nye initiativer for å fremme det grønne skiftet og gjøre EU-landene mindre avhengig av gassimport, under navnet REPowerEU.

Energipolitikken i EU favner bredere enn det som følger av EØS-avtalen. I tillegg skiller EU-retten seg fra EØS-retten ved at EUs organer kan treffe vedtak overfor medlemslandene (overnasjonalitet). Etter EØS-avtalen må direktiver og forordninger innlemmes gjennom egne vedtak i EØS-komiteen, for at de skal gjelde for EFTA-landene. I den forbindelse kan det være behov for å gjøre egne EØS-tilpasninger for EFTA-landene.

I dag omfatter EØS-avtalen over 80 rettsakter i EØS-avtalens Vedlegg IV om energi. Flere rettsakter er under vurdering for innlemmelse i EØS-avtalen. Energiregelverket i EU endres og oppdateres i lys av energisituasjonen og energipolitiske målsettinger. Det er derfor viktig å følge regelverksutviklingen i EU tett.

Som del av EØS-avtalen har Norge gjennomført tre av EUs energimarkedspakker. EUs tredje energimarkedspakke fra 2009 videreutvikler det indre marked for elektrisitet og gass og ble innlemmet i EØS-avtalen i 2018. Regelverket er senere endret i Ren energipakken, vedtatt i EU i 2018 og 2019. Den består av åtte ulike rettsakter, inkludert et revidert fornybardirektiv og endringer i bygningsenergidirektivet og energieffektiviserings-direktivet. Regelverket om kraftmarkedet i den tredje energimarkedspakken ble erstattet av et nytt elmarkedsdirektiv, en ny elektrisitetsforordning og en ny ACER-forordning. Per februar 2024 er regelverket ikke innlemmet i EØS-avtalen. Det vil være et spørsmål som også må legges fram for Stortinget.

EØS-avtalen har gitt norske aktører muligheter for deltakelse i flere forsknings- og samarbeidsprogrammer. Norge deltar blant annet i energiprogrammene Intelligent Energy Europe (IEE) og Competitiveness and Innovation Framework Programme (CIP). Norge har også deltatt i mer forskningsbasert samarbeid gjennom rammeprogrammene for forskning og det etterfølgende Horisont 2020.

EØS-avtalen gir Norge rett til å delta i vedtaksprosessen i tidligfasen. Våre eksperter er med når nytt regelverk og nye initiativ drøftes i ekspertgrupper under Europakommisjonen. Reguleringsmyndigheten for energi deltar i byrået for samarbeid mellom reguleringsmyndigheter for energi (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER).

Ved innlemmelse av direktiver og forordninger i EØS-avtalen er det et visst handlingsrom for EØS-tilpasninger til de enkelte rettsaktene. Ved innlemmelsen av EUs tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen ble det gjort en rekke slike tilpasninger. Det er vanlig at forslag til nødvendige EØS-tilpasninger utformes i samarbeid mellom de tre EFTA/EØS-landene Norge, Island og Liechtenstein og drøftes med EU-siden.

EØS-avtalen har til formål å opprette et ensartet og homogent økonomisk samarbeidsområde, med like konkurransevilkår og overholdelse av de samme regler. En forutsetning for dette er at det arbeides effektivt med gjennomføring av EØS-relevant regelverk i EFTA-landene. En annen side EØS-avtalen er at Norge må følge EUs regler for statsstøtte og konkurranse, som gjør det viktig med en god dialog med EFTAs overvåkningsorgan (ESA) i nødvendige prosesser for avklaring av slike saker.

HVORDAN JOBBER VI MED EØS-SAKER I NORGE?

EFTA-sekretariatet gjennomgår ukentlig regelverksforslag som vedtas i EU. Forslagene som anses for å høre inn under EØS-avtalens virkeområde sendes over til EFTA-statene for vurdering.

I Norge angir utredningsinstruksen rammene for den videre behandlingen av regelverksforslag fra Kommisjonen. Forslagene skal sendes på høring av fagdepartementet, dersom forslaget kan ha vesentlig betydning for Norge. Det skal utarbeides EØS-notat for alle rettsakter som er til vurdering for innlemmelse i EØS-avtalen. Fagdepartementet vurderer om rettsakten er EØS-relevant. Berørte departementer skal involveres, og viktige EØS-saker skal behandles i regjeringen. Dersom det forventes at regelverksforslaget vil ha vesentlige nytte- eller kostnadsvirkninger, skal det gjennomføres en samfunnsøkonomisk analyse.

Etter at Kommisjonens forslag er vedtatt i Rådet og av EU-parlamentet, må det arbeides sammen med de andre EFTA-landene og EU-siden for å oppnå enighet om et EØS-komitévedtak. Det kan være aktuelt å be om spesielle tilpasninger i EU-regelverket når det skal få virkning for Norge. Dette må både EFTA-landene og EU være enige i. Dette følger av EØS-avtalen artikkel 93. Etter at et EØS-komitévedtak er fattet, blir EU-regelverket en del av samarbeidet under EØS-avtalen, og det blir bindende for EFTA-landene.

Etter Grunnloven § 26 annet ledd skal Stortinget gi samtykke til inngåelse av internasjonale avtaler av særlig viktighet, samt avtaler som krever lovendring eller annen beslutning av Stortinget. En beslutning i EØS-komitéen om innlemmelse av regelverk i EØS-avtalen kan være en slik avtale som Stortinget må samtykke til. I så fall det tas det konstitusjonelt forbehold ved EØS-komitévedtaket, som innebærer at det ikke vil tre i kraft før Stortinget har gitt samtykke; se EØS-avtalen artikkel 103. I slike tilfeller må det utarbeides en samtykkeproposisjon som fremmes for Stortinget. Underveis i prosessen kan det også være aktuelt å orientere Stortinget om arbeid med EU-regelverk som det tas sikte på å innlemme i EØS-avtalen, gjennom Stortingets europautvalg.

Når EØS-komitévedtaket trer i kraft, må norsk rett bringes i samsvar med EU-regelverket og EØS-komitévedtaket. Nødvendige regelverksendringer må identifiseres, og det må utarbeides høringsnotat. Forskrifter og eventuelle lovendringer må deretter vedtas.

ELSERTIFIKATER

Elsertifikatordningen er en norsk-svensk støtteordning for kraft produsert fra fornybare energikilder. Elsertifikatordningen hadde oppstart i Norge i 2012, og avsluttes i 2035. Fristen for idriftsettelse av nye anlegg som omfattes av elsertifikatordningen gikk ut i desember 2021.

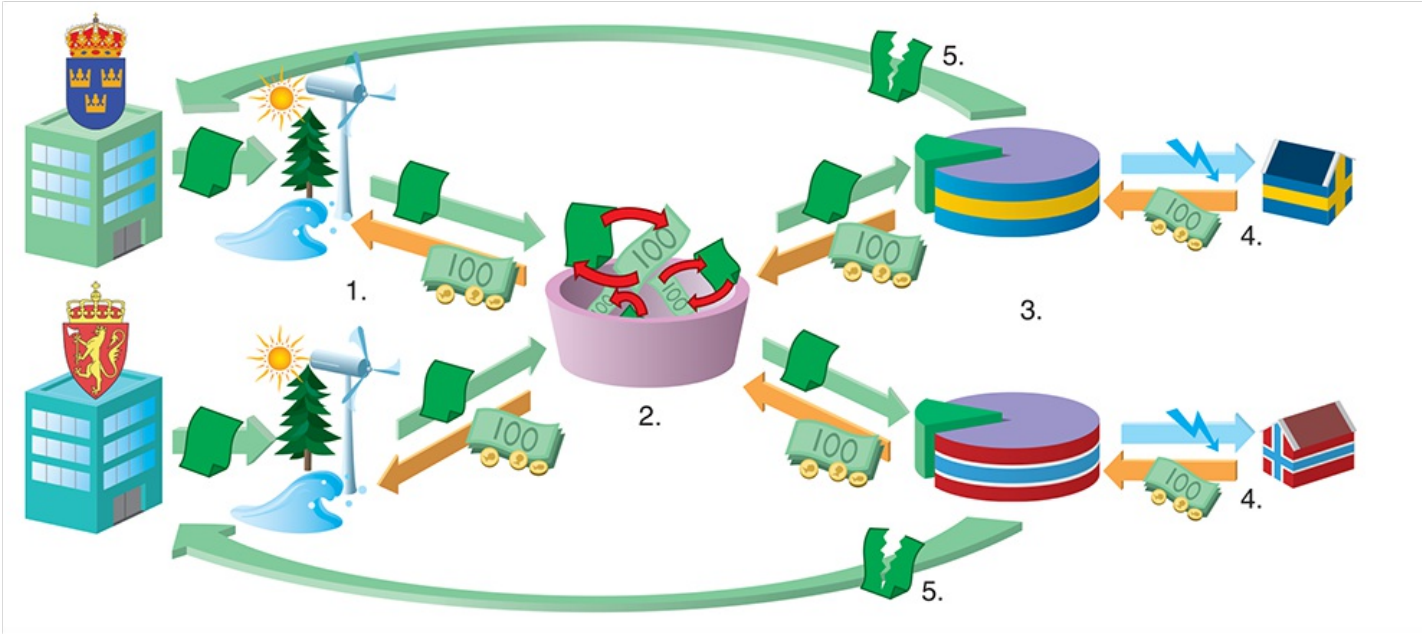


ELSERTIFIKATMARKEDET

Elsertifikatordningen er en norsk-svensk støtteordning for kraft produsert fra fornybare energikilder, som hadde oppstart i 2012. Gjennom ordningen hadde Norge og Sverige et felles om å bygge ut 28,4 TWh ny fornybar elektrisitetsproduksjon fra 2012 til 2020. Dette målet ble nådd i 2019.

Elsertifikatordningen avsluttes i Norge i 2035. Kraftverk som godkjennes i ordningen får tildelt elsertifikater i inntil 15 år. Fristen for idriftsettelse av nye anlegg som omfattes av elsertifikatordningen gikk ut i desember 2021. Det vil si at det ikke vil godkjennes flere anlegg i elsertifikatordningen.

Elsertifikatmarkedet



SLIK FUNGERER ELSERTIFIKATMARKEDET

1. Kraftprodusentene mottar et elsertifikat for hver megawattime (Mwh) de produserer, maksimalt over 15 år.
2. Elsertifikatene selges i et marked der tilbud og etterspørsel bestemmer prisen. På denne måten får produsenten en ekstra inntekt i tilegg til kraftprisen.
3. Etterspørselen etter elsertifikater oppstår ved at kraftleverandører og enkelte strømkunder er pålagt ved lov å kjøpte elsetifikater tilsvarende en viss andel (kvote) av beregningsrelevant elforbruk.
4. Strømkunden betaler for utbyggingen av den fornybare kraftproduksjonen fordi elsertifikatkostnadene inngår i strømregningen.
5. Hvert år må den elsertifikatpliktige annullere elsertifikater

for å oppfylle sin elsertifikatplikt.

Elsertifikatmarkedet er en markedsbasert støtteordning. Systemet fungerer slik at produsenter av fornybar elektrisitet får tildelt ett elsertifikat per megawattime (MWh) elektrisitet de produserer i inntil 15 år. Elsertifikatordningen er teknologinøytral, dvs. at alle former for fornybar elektrisitetsproduksjon kvalifiserer for rett til elsertifikater, herunder vannkraft, vindkraft og bioenergi.

Elsertifikatloven

Elsertifikatlovens formål er å bidra til økt produksjon av elektrisk energi fra fornybare energikilder.

Et elsertifikat er et bevis utstedt av staten for at det er produsert en megawattime fornybar elektrisk energi i henhold til elsertifikatloven. Innehaveren av et produksjonsanlegg er elsertifikatberettiget dersom nærmere bestemte vilkår i kapittel 1 i elsertifikatloven er oppfylt. Produksjonsanlegget må produsere elektrisk energi basert på fornybare energikilder (teknologinøytralt krav), være godkjent av NVE og oppfylle krav til måling og rapportering. Både produksjon ved utvidelse av eksisterende anlegg og produksjon fra nye anlegg kan oppfylle vilkårene for å motta elsertifikater.

Anlegg med byggestart etter 7. september 2009, og vannkraftverk med byggestart etter 1. januar 2004, kvalifiserer for rett til elsertifikater. Anlegg som varig øker sin produksjon med byggestart etter 7. september 2009 kvalifiserer også for rett til elsertifikater for økningen i produksjonen. Anlegg i Norge må settes i drift innen 31. desember 2021 for å ha rett til elsertifikater.

Elsertifikatpliktige er som hovedregel leverandører av elektrisk energi til sluttbrukere. Men i visse tilfeller er sluttbrukere selv elsertifikatpliktige. En elsertifikatberettiget produsent må sende søknad om godkjenning av anlegget til NVE, som forvalter elsertifikatordningen i Norge. I tillegg må produsenten, eller en kontofører som produsenten gir fullmakt, søke om konto i det elektroniske elsertifikatregisteret.

Statnett SF er registeransvarlig for elsertifikatene. Det betyr blant annet at Statnett SF har etablert og drifter elsertifikatregisteret. Statnett SF er ansvarlig for utstedelse og annullering av elsertifikater i registeret. Elsertifikatene utstedes etter at produksjon har funnet sted på grunnlag av faktiske måledata. Elsertifikat utstedes ved at Statnett SF registrerer elsertifikatet på den elsertifikatberettigedes konto. Ordningen avsluttes 1. april 2036 ved annullering av elsertifikater for året 2035.

Elsertifikatloven utfylles av forskrift om elsertifikater av 16. desember 2011 nr. 1398.

Alle kraftleverandører og visse forbrukere med egen elektrisitetsanskaffelse er pålagt å kjøpe elsertifikater for en bestemt andel av sitt elektrisitetsforbruk. Elsertifikatkvoten økte gradvis hvert år til 2020, og vil deretter reduseres gradvis mot 2035.

Som følge av den myndighetspålagte kvoteplikten oppstår det en etterspørsel etter elsertifikater slik at disse får en verdi. Det er altså myndighetene som har bestemt hvor mange elsertifikater som skal kjøpes, mens det er markedet som bestemmer prisen på elsertifikater. Produsentene av fornybar elektrisitet får en inntekt fra salg av elsertifikater, i tillegg til inntekten fra salg av elektrisitet. Inntekten fra elsertifikatene skal bidra til å gjøre det lønnsomt å bygge nye anlegg med fornybar elektrisitetsproduksjon. Sluttbrukere er med på å bidra til utbyggingen gjennom strømregningen. Rammene for ordningen er regulert i egen lov om elsertifikater.

Elsertifikatmarkedet er basert på en folkerettslig avtale med Sverige. Med et felles elsertifikatmarked gjør Norge og Sverige bruk av en samarbeidsmekanisme under EUs fornybardirektiv (2009/28/EC). En forutsetning for etableringen av det felles markedet var at elsertifikatplikten i Sverige kan oppfylles ved hjelp av norske elsertifikater og omvendt.

ENERGIPOLITIKK OG EIERSKAP



VERDT Å VITE OM NORSK ENERGIPOLITIKK

Målet med norsk energipolitikk er å legge til rette for effektiv, klimavennlig og sikker energiforsyning.



De fornybare energiressursene og den velfungerende energisektoren er et konkurransefortrinn for Norge. Energipolitikken skal legge til rette for å modernisere energisystemet og tilpasse virkemidler og rammebetingelser til markeder i stor endring.

Spørsmålet om hvordan det kan skapes en energiforsyning som er bærekraftig i et langsiktig perspektiv er sentralt i energipolitikken. Utformingen av energipolitikken må på en god måte ta hensyn til energiforsyningssikkerheten, klimautfordringene, natur og miljø og verdiskaping. Oppgavene må løses på måter som gir mest mulig verdier for samfunnet, til lavest mulig kostnad.

Fire prioriterte hovedområder for norsk energipolitikk

1. Styrket forsyningssikkerhet
2. Lønnsom utbygging av fornybar energi
3. Mer effektiv og klimavennlig bruk av energi
4. Næringsutvikling og verdiskaping gjennom effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser.

1. STYRKET FORSYNINGSSIKKERHET

Et godt fungerende kraftmarked er avgjørende for forsyningssikkerheten for strøm. I Norge er forsyningssikkerheten i stor grad knyttet til kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere strøm til sluttbrukerne. Kraftsystemet må være i stand til å håndtere variasjonene i strømforbruket over døgnet, året og mellom år. Vi er avhengig av et sterkt overføringsnett for strøm. Alle viktige samfunnsfunksjoner, næringsliv og husholdninger er avhengige av en pålitelig strømforsyning. Derfor må vi sørge for at strømnettet blir vedlikeholdt og bygget ut for å møte fremtidens utfordringer. Det pågår store investeringer i overføringsnettet nå. Dette bidrar til å styrke forsyningssikkerheten.

Fleksibilitet på produksjonssiden og forbrukssiden er gunstig for forsyningssikkerheten. Det er prissignalene som er avgjørende for hvilke elementer i den kortsiktige fleksibiliteten som blir utnyttet. Driften av kraftsystemet og krafthandelen må så langt som mulig baseres på markedsmessige løsninger. Effektive markeder gir riktige prissignaler om knapphet og overskudd av produksjon, nett og forbruk, og legger til rette for god ressursutnyttelse, innovasjon og forsyningssikkerhet.

Samfunnets krav til forsyningssikkerhet for energi er økende. Samtidig som vi har god tilgang på energi, må vi legge til rette for at den økende etterspørselen etter effekt kan håndteres på en god måte. Myndighetenes reguleringer skal legge til rette for at nye, effektive løsninger kan bidra til forsyningssikkerheten i fremtidens energisystem.

2. LØNNSOM UTBYGGING AV FORNYBAR ENERGI

Et mål med energipolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av fornybar energi i Norge. Dette bør i størst mulig grad skje i et kraftmarked der kraftproduksjon bygges ut etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. På den måten kan vi utnytte de fornybare energiressursene våre på en måte som skaper mest mulig verdier for samfunnet, til lavest mulig kostnad.

Den store regulerbare vannkraften vil fortsatt være ryggraden i energisystemet vårt. Vannkraftproduksjon er viktig i et europeisk klimaperspektiv, og gjør at vi opprettholder forsyningssikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet.

Den store regulerbare vannkraften vil fortsatt være ryggraden i energisystemet vårt.

3. MER EFFEKTIV OG KLIMAVENNLIG BRUK AV ENERGI

Store deler av energiforsyningen vår er allerede basert på fornybare energikilder. Norge har i dag en tilnærmet utslippsfri kraftsektor. Bruk av fossil energi i transport, industri og olje- og gassutvinning gir imidlertid fortsatt utslipp av klimagasser. Energipolitikken skal bidra til at det utvikles og tilrettelegges for en mer effektiv og klimavennlig bruk av energi.

4. NÆRINGSUTVIKLING OG VERDISKAPING GJENNOM

EFFEKTIV UTNYTTELSE AV LØNNSOMME FORNYBARRESSURSER

Fornybarnæringen i Norge utgjør en viktig næring. Næringen sysselsatte om lag 20 000 i 2021 i hele landet, inkludert nettvirksomheten. Leveransene av fornybar energi er grunnleggende for utviklingen i annen industri og næringsliv. Vannkraften har i over hundre år lagt grunnlaget for industriutviklingen og norsk velferd. Fornybarnæringen vil fortsette å være en sentral næring i den videre overgangen til mer klimavennlig energibruk i Norge og Europa.

Energipolitikken skal legge til rette for at vi kan videreutvikle og fortsatt dra nytte av konkurransefortrinnene de fornybare energiressursene gir oss. Velfungerende markeder skal gi effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser som gir grunnlag for næringsutvikling og verdiskaping. Den regulerbare vannkraften, utstrakt bruk av elektrisitet til mange formål og en tidlig markedsomlegging av kraftsektoren gir fortrinn i et Europa som skal gå i samme retning.

Den gode tilgangen til fornybar kraft har lagt grunnlaget for en betydelig energiforedlende industri i Norge. Dette er et godt utgangspunkt for utviklingen av nye markeder med energitjenester, ny teknologi og nye energiintensive produkter. Vi må fortsette å ta kraften i bruk, og vi skal bruke den mest mulig effektivt.

EIERSKAP I KRAFTSEKTOREN

Kommuner, fylkeskommuner og staten eide i 2023 over 80 prosent av produksjonskapasiteten av fornybar kraft i Norge.



Norske kommuner og fylker har store verdier investert i kraftbransjen. Kommuner, fylkeskommuner og staten eide i 2023 samlet sett litt over 80 prosent av produksjonskapasiteten av fornybar kraft i Norge. Staten, ved Nærings- og fiskeridepartementet, eier gjennom Statkraft SF i underkant av 35 prosent av produksjonskapasiteten. Organisering av Statkraft som statsforetak innebærer at staten er eneeier. Mange selskaper i sektoren har flere eiere og det er stor grad av krysseierskap.

Nett- og produksjonsvirksomhet

Det er i 2024 om lag 85 selskaper som driver nettvirksomhet på ett eller flere nivåer i Norge, men ikke alle har tilknyttede kunder. De fleste nettselskapene er helt eller delvis eid av en eller flere kommuner. Staten eier transmisjonsnettet i Norge. Eierskapet forvaltes gjennom Statnett SF.

Ved utgangen av 2023 er det totalt 420 produksjonsselskaper i Norge. Av disse driver 305 med produksjon av kraft alene. De ti største selskapene står for 77 prosent av den midlere årsproduksjonen til norske vannkraftverk.

Et særpreg ved den norske vannkraftsektoren har vært hjemfallsvilkår for konsesjoner gitt til private etter 1917. Hjemfall innebærer at staten vederlagsfritt overtar vannfall og produksjonsutstyr ved konsesjonstidens utløp. Etter hvert som hjemfallstidspunktet angitt i konsesjonene nærmer seg, vil private kraftverk enten i forkant bli solgt til offentlige selskap, eller hjemfalle til staten på hjemfallstidspunktet. Hjemfallsvilkår har således medført, og medfører fortsatt, en restrukturering av eierskapet til norsk kraftproduksjon.

I 2008 ble det gjort endringer i vassdragslovgivningen for å sikre det offentlige eierskapet til landets vannkraftressurser. Dette innebærer at nye konsesjoner for eiendomsrett til vannfall, samt konsesjon for videre overdragelse av konsederte vannfall, nå bare kan gis til offentlige erververe som statsforetak, kommuner og fylkeskommuner. I tillegg kan slik konsesjon gis til selskaper som er delvis offentlig eid, så fremt det offentlig har minst to tredeler av kapitalen og stemmene i selskapet, og organiseringen er slik at det er et reelt offentlig eierskap. Dette innebærer at private kan eie inntil en tredel av et slikt selskap. Private kan også eie kraftproduksjon som ikke er konsesjonspliktig etter vannfallrettighetsloven, for eksempel vindkraft, solkraft og en del småkraft.

Det er private eierinteresser innenfor alle virksomhetsområdene i norsk kraftsektor; produksjon, overføring og omsetning. De utenlandske eierinteressene er relativt begrenset, men økende. Det er enkelte utenlandske selskaper som har fått omsetningskonsesjon i Norge. Det er også flere utenlandske aktører som har investert i norsk vindkraftproduksjon og småkraft.

Man kan lese mer om eierskap i norsk vind- og vannkraft på NVE sine nettsider.

NORSK ENERGIBRUK



HVA PÅVIRKER ENERGIBRUKEN?

Energibruken i Norge påvirkes av en rekke forhold. Årlige variasjoner i energibruken skyldes gjerne svingninger i værforhold, og i priser på energi og energiintensive varer og tjenester. Den langsiktige utviklingen i energibruk har blant annet sammenheng med befolkningsvekst og demografisk utvikling, næringsstruktur og økonomisk vekst. Også klimapolitikken spiller en viktig rolle.



BEFOLKNING

Befolkningsutviklingen påvirker energibruken både direkte og indirekte. En større befolkning betyr at samlet etterspørsel etter energitjenester fra husholdningene øker, både til transport, oppvarming og elektrisk utstyr. Befolkningsutviklingen har også betydning for etterspørselen etter varer og tjenester, som igjen påvirker bruken av energi. En større befolkning krever også flere bygg siden behovet for blant annet boliger, skoler, barnehager og helseinstitusjoner øker, og disse byggene krever energi til oppvarming og utstyr.

Også befolkningssammensetning og bosettingsmønster har betydning for energibruken. Urbanisering innebærer typisk at flere bor i leiligheter, noe som betyr mindre boareal og dermed lavere oppvarmingsbehov per person. Energibehovet til transport blir også mindre ved sentralisering som følge av kortere reiseavstander og økt bruk av kollektivtransport, gange og sykling. Urbanisering medfører gjerne også en mindre energiintensiv næringsstruktur med flere tjenesteytende næringer.

ØKONOMISK VEKST

Økonomisk vekst gir økt etterspørsel etter varer og tjenester. Dette øker behovet for energi, både til produksjon av varer og tjenester, og til transport av personer og varer. Til tross for at sammenhengen mellom økonomisk vekst, befolkningsutvikling og etterspørsel etter energi er svakere enn før, har aktivitetsnivået i norsk økonomi fortsatt stor betydning for utviklingen i energibruken over tid.

NÆRINGSSTRUKTUR

Økonomien består av en rekke næringer som varierer i sin bruk av energi. Industrien er for eksempel generelt mer energiintensiv enn tjenesteytende næringer. Utviklingen i næringsstrukturen påvirker derfor energibruken.

TEKNOLOGI

Virkningen av teknologisk fremgang på energibruken er sammensatt. Ny teknologi kan bidra til å dempe veksten i energibruken gjennom effektivisering, eller til å øke energibruken gjennom introduksjon av nye maskiner og apparater som bruker energi. For økonomien som helhet utgjør teknologisk fremgang en vekstimpuls. Generell teknologisk fremgang er en av de viktigste drivkreftene bak produktivitetsvekst, som igjen driver økonomisk vekst og energibruk. Teknologisk fremgang vrir også produksjonen mot kapitalintensive næringer som generelt er relativt intensive i bruken av energi. Virkningen av teknologisk fremgang kan dermed gi økt energibruk, selv om energien brukes mer effektivt.

ENERGIPRISER

Energipriser påvirker både sammensetningen og omfanget av energibruken. En økning i prisen på én energibærer kan gi både redusert forbruk av denne energibæreren og økt etterspørsel etter andre energibærere. Muligheten til å redusere forbruket og til å ta i bruk andre energibærere er på kort sikt begrenset av tilgjengelig teknologi. Det er derfor ofte relativt sterke prisendringer over tid som må til for å gjøre det lønnsomt å skifte energibærer.

Økte energikostnader trekker isolert sett i retning av lavere etterspørsel og produksjon av varer og tjenester. De energiintensive delene av næringslivet blir mindre lønnsomme og arbeidsintensive næringer, som tjenesteyting, vil relativt sett øke i lønnsomhet. Økte energipriser kan derfor på sikt gi en mindre energiintensiv næringsstruktur og redusere det totale energibehovet.

KLIMAPOLITIKK

Energi- og klimapolitikken henger sammen, og klimapolitikken er en sterk driver for endret energibruk og økt bruk av fornybar energi. Klimapolitikken bidrar til en omlegging fra fossile energikilder til fornybare energikilder, og teknologisk utvikling muliggjør reduserte utslipp blant annet gjennom økt elektrifisering av industri og transport.

Norges klimamål for 2030 under Parisavtalen er å redusere de totale utslippene av klimagasser med minst 55 prosent i 2030 sammenliknet med nivået i 1990. Norge har også et lovfestet mål om å bli et lavutslippssamfunn i 2050. 2050-målet innebærer at utslippene skal reduseres med 90 til 95 prosent fra utslippsnivået i 1990.

ENERGIBRUK I ULIKE SEKTORER

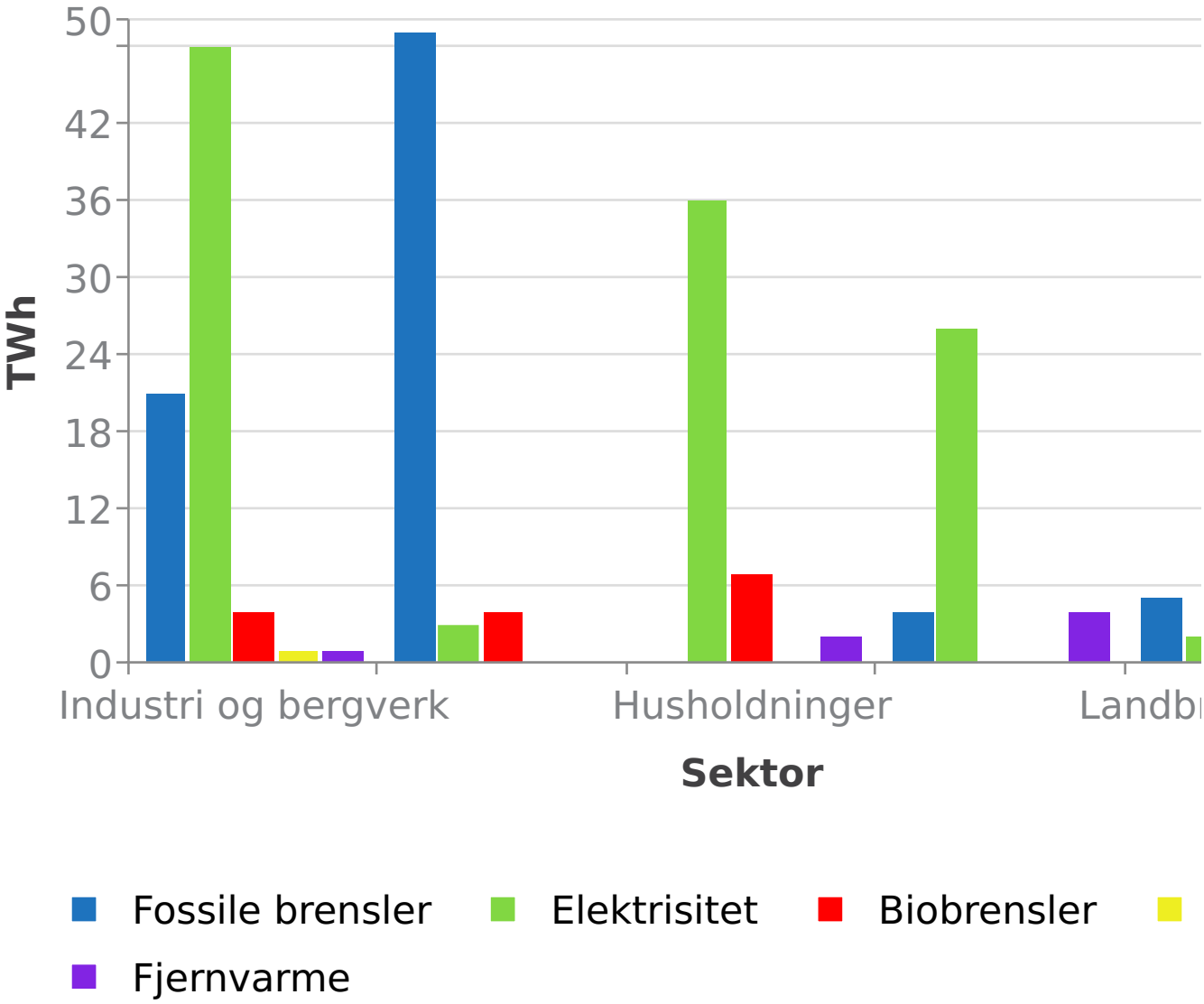
En stor andel av energien som brukes i Norge er elektrisitet. Mye går til kraftintensiv industri. Elektrisitetsbruken til varmtvann og oppvarming av bygg er også høy i Norge.



I 2022 var det norske netto innenlandske forbruket av energi på 219 TWh. En stor andel av dette er elektrisitet. Norge har en stor kraftintensiv industri som bruker mye elektrisitet, og elektrisitetsbruken til oppvarming av bygg og tappevann er høy i Norge. I transportsektoren er energibruken hovedsakelig basert på fossile brensler. Elektrisitetsbruken i sektoren er økende, og det er ventet en høy vekst i årene som kommer som følge av elektrifisering av kjøretøy og sjøtransport. Les mer om faktorer som påvirker energibruken her.

Netto innenlandsk energibruk i 2022

Oppdatert: 15.04.2024
Kilde: SSB



Elektrisitet er den dominerende energibæreren i fastlandsøkonomien. Dette gjelder særlig i industrien (ekskludert olje- og gassektoren), husholdninger og tjenesteytende næringer.

INDUSTRI

Energibruken i industrien, ekskludert olje- og gassektoren, var på 75 TWh i 2022. Norge har mye kraftkrevende industri, i stor grad som følge av at vi historisk har hatt god tilgang på kraft til konkurransedyktige priser. Industrisektoren kjennetegnes av mange store enkeltaktører med høy energibruk. Kjemisk industri, metallindustri og treforedling er de største industritypene i Norge. Energibruken i industrien går til å dekke kjøle- og varmebehov, industriprosesser og drift av elektrisk utstyr.

Den høye elektrisitetsandelen i industrien skyldes i stor grad aluminiumsproduksjon. Produksjonen er energikrevende, og bruker nesten utelukkende elektrisitet som energikilde. Produksjon av øvrige metaller, kjemiske råvarer og sement har et større innslag av fossile brensler. Treforedlingsindustrien bruker en del biomasse i tillegg til elektrisitet.

HUSHOLDNINGER OG TJENESTEYTENDE NÆRINGER

Energibruken i husholdninger omtales ofte som energibruk i boliger. I 2022 var forbruket på 45 TWh. Elektrisitet dominerer energibruken i husholdningene, etterfulgt av biobrensler og fjernvarme. Etter at det ble innført forbud mot oljefyring i 2020, brukes ikke lenger fossile energivarer som olje og parafin til oppvarming i husholdningene. I overkant av 75 prosent av energibruken i husholdningene går til oppvarming av rom og tappevann (varmtvann).

I Norge dekker elektrisitet mye av oppvarmingen av bygg. I andre land i Europa er bioenergi, fjernvarme og fossile energivarer mer vanlig. Det høye innslaget av elektrisitet i oppvarmingen gjør at årsforbruket av elektrisitet i Norge svinger med været og utetemperatur. Strømbruken er typisk høy i vinterhalvåret og lavere på sommeren. Denne sammenhengen mellom utetemperatur og kraftbruk er sterkere i Norge enn i andre land i Europa.

Mens energibruken i bygninger i stor grad påvirkes av utetemperaturen, er energibruken i industrisektoren relativt flat gjennom året. I områder med mye boliger og lite industri vil derfor den samlede bruken av kraft variere mer enn i områder der industri utgjør en større andel. Kraftbruken på Østlandet, som har mindre industri enn ellers i landet, er derfor særlig høy på vinteren og lav om sommeren.

Den samlede sluttbruken av energi i husholdningene har økt relativt lite i perioden 2000 til 2021, selv om befolkningen har økt med 20 prosent i samme periode. Den moderate utviklingen fra 2020 til 2021 kan forklares med at bygningsmassen, elektriske apparater og andre tekniske løsninger har blitt mer energieffektive. I tillegg har det blitt installert mange varmepumper i husholdningene, i hovedsak luft til luft-varmepumper. Ifølge NVE ble det i 2021 produsert 18,8 TWh varme fra varmepumper med et elforbruk på 8,1 TWh.

Energibruken i tjenesteytende næring var på 34 TWh i 2022, hvorav rundt 22 TWh kom fra elektrisitet. I tjenesteytende næringer omfatter energibruken mange ulike typer yrkesbygg, som for eksempel sykehjem, sykehus, skoler, kulturbygg, hotell, kontorbygg og forretningsbygg, hvorav de to siste gruppene er de største. Tjenesteytende næring omfatter også forsvaret.

I tjenesteytende næringer går om lag halvparten av energibruken til, belysning, vifter, pumper og andre elektriske apparater. Om lag 40 prosent går til romoppvarming, og en liten andel brukes til oppvarming av tappevann. Bruken av fossile brensler i tjenesteytende næringer forekommer hovedsakelig i Forsvaret.

Du kan lese mer om energibruk i bygg her.

TRANSPORT

Energibruken i transportsektoren var på 56 TWh i 2022. Her inngår all innenlands transportvirksomhet. Veitransporten står for hoveddelen av energiforbruket i sektoren med om lag 70 prosent av forbruket. Innenriks kysttransport står for 20 prosent, innenriks luftfart sju prosent og banetransport tre prosent. Fossile brensler står for mesteparten av energibruken i transportsektoren. Elektrisitetsbruken er økende, og det er ventet en høy vekst i årene som kommer som følge av elektrifisering av kjøretøy og ferger.

I 1990 hadde transportsektoren en samlet energibruk på rundt 40 TWh. Mellom 1990 og 2022 har energibruken i veitransporten økt med i overkant av 40 prosent. Maritim sektor har i samme periode hatt en svak økning. Flytrafikk har hatt et jevnt forbruk siden tusenårsskiftet, med unntak av 2020 og 2021 hvor aktiviteten var lavere på grunn av koronapandemien.

De siste årene har det vært en overgang fra fossile drivstoff til elektrisitet i veitransporten. Gunstige rammebetingelser for elektriske kjøretøy, stadig bedre lademuligheter og flere elektriske bilmodeller er sterke drivere bak utviklingen. Siden elektriske motorer utnytter energien nesten tre ganger mer effektivt enn forbrenningsmotorer, fører overgangen til elektrisitet til en nedgang i den totale energibruken i veitransporten. En oversikt over den nåværende andelen av nye nullutslippskjøretøy i ulike segmenter finnes på Statens vegvesens nettsider.

Også innen kysttransport og fiske pågår det elektrifisering. Flere nye ferger blir bestilt med elektrisk fremdrift; det er eksempler på elektriske hurtigbåter, det installeres hybridløsninger i eldre båter mv. Det etableres også ladeinfrastruktur i havner til blant annet landstrøm til større skip. For større skip i langtransport går utviklingen mot nullutslipp sakte, men hydrogen og ammoniakk pekes ut som viktige energibærere for å fase ut fossilt drivstoff i fremtiden.

ENERGIBRUK I BYGG

Bygg står for ca. 40 prosent av energibruken i Norge. Utviklingen av energibruk i bygg er derfor en viktig del av det norske energisystemet. Reguleringer, støtteordninger, merkeordninger og andre informasjonsvirkemidler er en del av virkemiddelapparatet som skal bidra til mer effektiv bruk av energi i bygg.



Byggteknisk forskrift (TEK)

I Norge er det lang tradisjon med å stille krav til bygg og det har vært energikrav til nye bygg siden 1949. Kommunal- og distriktsdepartementet har ansvaret for å fastsette kravene i byggteknisk forskrift.

Byggteknisk forskrift regulerer i hovedsak nye bygg og omfattende ombygninger. Byggteknisk forskrift trekker opp grenser for det minimum av egenskaper et bygg må ha for å kunne oppføres lovlig. Her stilles det blant annet krav til bygningers energibruk. Nye bygg utgjør om lag 1-2 prosent av bygningsmassen per år. Samtidig skal nye bygg stå lenge, og energikravene legger derfor føringer for energibruken i mange år fremover. Energikravene har blitt revidert og skjerpet en rekke ganger, senest 1. januar 2016.

I Norge er det lang tradisjon med å stille krav til bygg og det har det vært energikrav til nye bygg siden 1949.

Utfasing av oljefyring

I 2020 ble det forbudt å bruke mineralolje til oppvarming av bygg. Tradisjonelt har oljefyring vært en utbredt lokal energiløsning, og har fungert i et godt samspill med kraftsystemet. Høye avgifter og signaler om at det vil bli forbudt å bruke fossil olje til oppvarming av bygninger bidro til en betydelig omlegging av energibruken i bygg i forkant av forbudet. Fossile energikilder i bygg er i stor grad faset ut til fordel for elektrisitet, fjernvarme og bioenergi.

Fra et energisystemperspektiv er det gunstig å finne nye varmeløsninger som ikke belaster kraftsystemet vinterstid.

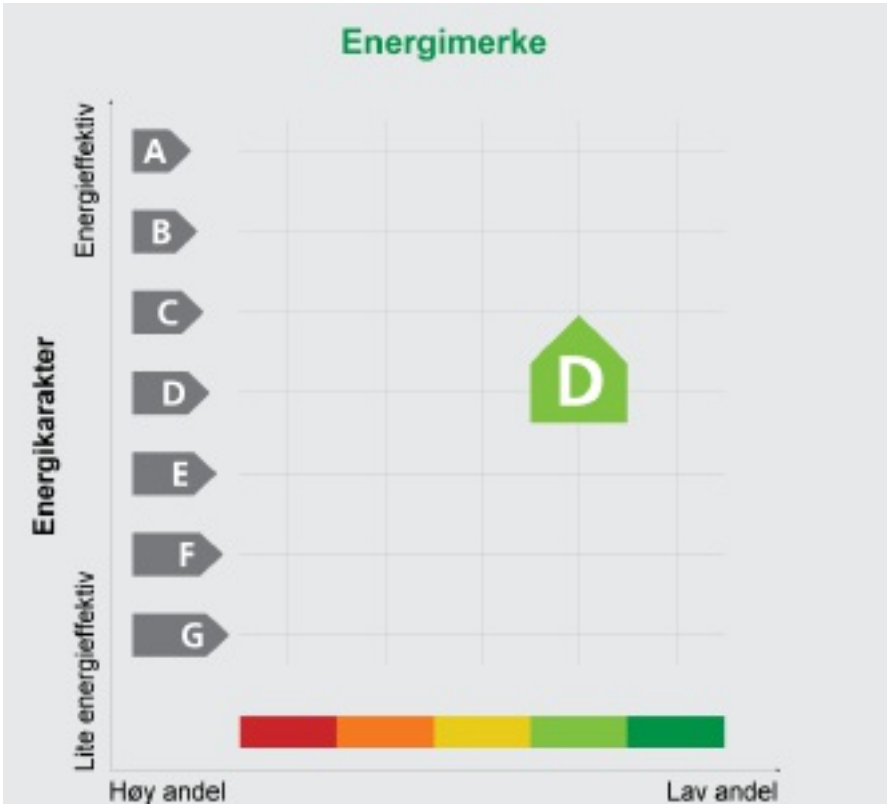
Tilknytningsplikt til fjernvarme

For å bygge ut fjernvarme i et område, er det nødvendig at mange kunder er tilknyttet fjernvarmenettet, ettersom kostnadene per kunde synker med økt utnyttelse av kapasiteten. Tilknytningsplikt er et verktøy kommunen har for å tilrettelegge for fjernvarme. Kommunene kan bestemme at nye bygg skal være tilknyttet til fjernvarme i områder der det er gitt konsesjon for fjernvarme.

Energidepartementet har i samarbeid med Kommunal- og distriktsdepartementet gitt ut en veileder til kommunene om bruk av tilknytningsplikten for fjernvarme. I veilederen blir det understreket at kommunene selv har stor frihet til å tilpasse bruken av tilknytningsplikten, for eksempel ved å bestemme hvilke typer bygg som skal tilknyttes fjernvarme og i hvilke områder. Det er fjernvarmeselskapets ansvar å gi et godt informasjonsgrunnlag til kommunen i forkant av beslutninger om tilknytningsplikt og bidra aktivt til effektivt planarbeid i kommunen.

Energimerking av bygg

I Norge ble det fra 1. juli 2010 et krav om at alle boliger og bygg som oppføres, selges eller leies ut må ha en energiattest. Energimerkeordningen skal bidra til mer kunnskap og oppmerksomhet om energibruken i bygningsmassen. Det ble også obligatorisk med energivurdering av større varme- og klimaanlegg for å stimulere til gode rutiner for drift og ettersyn av anleggene. Boligeiere kan velge å energimerke boligen gratis på internett, mens yrkesbygg og nybygg må energimerkes av eksperter.



Bokstaven er en karakter på byggets energibehov, og fargen vurderer energikilden

Oppvarmingskarakteren (fargeskalaen) i energimerket forteller i hvor stor grad en bygning kan varmes opp (romoppvarming og varmtvann) med andre energivarer enn fossilt brensel og strøm.

Energikarakteren går fra A (svært energieffektiv) til G (lite energieffektiv). Karakteren gir en samlet vurdering av bygningens energibehov, det vil si antall kWh som bygningen eller boligen trenger per kvadratmeter for normal bruk. Standardverdier for blant annet personbelastning, innetemperaturer og klima legges til grunn. Energikarakteren er basert på en beregning av byggets behov for levert energi, og uavhengig av faktisk målt energibruk. Bygninger etter byggeforskriftene fra 2010 vil normalt få karakter C, mens eldre bygninger med dårligere energiytelse, og som ikke har gjennomført oppgraderinger, vil få dårligere karakterer. Lavenergibygninger og passivhus med effektive varmesystemer vil kunne oppnå karakterene A eller B.

Økodesign og energimerking av produkter

Reglene for økodesign og energimerking fremmer en mer energieffektiv og miljøvennlig utforming av produkter. NVE fører tilsyn med om kravene til økodesign og energimerking overholdes. EU vedtok i 2017 å oppdatere energimerket og energietiketten for å gjøre den enklere å forstå. Endringene innebærer blant annet ny karakterskala som går fra A til G uten videre oppdeling. Det vil si at karakterene A+ til A+++ forsvinner på sikt.

Du kan lese mer om økodesign og energimerking av produkter her.

MERKEORDNINGER OG MINSTEKRAV

En rekke produkter omfattes av regelverk som skal bidra til å redusere miljøbelastningen til energirelaterte produkter, gjøre det lettere for forbrukerne å velge energieffektive produkter og å støtte fornybar kraftproduksjon.

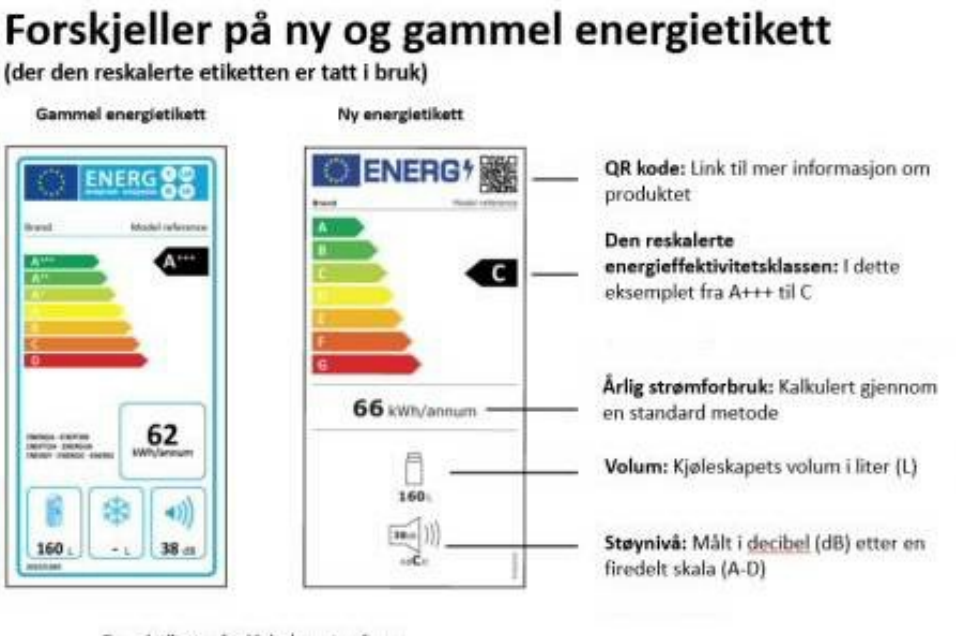


GENERELT OM ØKODESIGN OG ENERGIMERKING FOR ENERGIRELATERTE PRODUKTER

Reglene for økodesign og energimerking fremmer en mer energieffektiv og miljøvennlig utforming av produkter. NVE fører tilsyn med om kravene til økodesign og energimerking overholdes. EU vedtok i 2017 å oppdatere energimerket og energietiketten for å gjøre den enklere å forstå. Endringene innebærer blant annet ny karakterskala som går fra A til G uten videre oppdeling. Det vil si at karakterene A+ til A+++ forsvinner på sikt.

ENERGIMERKING AV PRODUKTER

Energimerkingens formål er å gi forbrukerne lett gjenkjennelig og sammenlignbar informasjon, som gir grunnlag for å velge de mest energieffektive produktene. Produktene får karakter etter hvor energieffektive de er, ut ifra en skala, der A er best og G er dårligste karakter. Regelverket stiller informasjonskrav til produsenter og leverandører, mens forhandlerne har krav om å plassere energimerkingen godt synlig på en energietikett. Krav om energimerking av produkter gjelder i butikker, nettbutikker og for reklame. Du kan finne mer informasjon på NVEs hjemmesider.



I 2021 fikk følgende produktgrupper de nye «reskalerte» energietikettene: Kjøleskap og frysere til husholdningsbruk, vaskemaskiner og kombinerte husholdningsvaskemaski tørketromler, oppvaskmaskiner, tv og elektroniske skjermer og lyskilder.

ØKODESIGN

Økodesigndirektivet stiller krav om energieffektiv og miljøvennlig utforming av energirelaterte produkter som skal omsettes i EUs indre marked. Direktivet retter seg mot produsenter/importører og omfatter produkter som benyttes blant annet innen husholdningssektoren, tjenesteytende sektor og industrisektoren. Dersom bestemte krav til blant annet energieffektivitet og miljøvennlig utforming er oppfylt, får produktet bære CE-merket - som er inngangsbilletten til EUs indre marked. Økodesignkravene er ment å fjerne de minst energieffektive produktene fra markedet og redusere miljøbelastningen i alle livsfaser til et energirelatert produkt.

På samme måte som under energimerkeforordningen, utarbeider EU produktspesifikke regler løpende under økodesigndirektivet. Økodesignkrav vil i økende grad omfatte krav knyttet til sirkulærøkonomi, blant annet krav om holdbarhet, materialeffektivitet, ombruk samt mulighet for reparasjon og resirkulering. Flere av de produktene som er omfattet av økodesignkrav er også omfattet av energimerkekrav.

OPPRINNELSESGARANTIER

Opprinnelsesgarantier er en merkeordning for elektrisitet for å vise strømkunden at en mengde kraft er produsert fra en spesifisert energikilde. Opprinnelsesgarantier ble introdusert i fornybardirektiv I (2001/77/EF). Alle produsenter av fornybar elektrisitet har rett til å søke om å få utstedt opprinnelsesgarantier. Bestemmelsen om opprinnelsesgarantier ble videreført i fornybardirektiv II (2009/28/EF), der også fornybar varme og kjøling ble omfattet.

En opprinnelsesgaranti er et bevis på at det er produsert en megawattime (MWh) elektrisitet fra en spesifisert energikilde

Opprinnelsesgarantier er omsettelige og et anlegg som er godkjent for opprinnelsesgarantier er godkjent i fem år, deretter må anlegget godkjennes på nytt. Flere europeiske land, inkludert Norge gjennom Statnett, er medlem i AIB som sikrer at det blir ført oversikt over kjøp og salg av opprinnelsesgarantier, samt gjør det lettere å handle opprinnelsesgarantier på tvers av landegrenser. I Norge fører Statnett registeret, og NVE fører tilsyn med opprinnelsesgarantiordningen. Opprinnelsesgarantier utgjør ikke en støtte som kan sies å utløse utbygging av ny produksjon, men kan brukes i markedsføring. Noen land, herunder Norge, har lagt til rette for å bruke opprinnelsesgarantier i varedeklarasjon av strøm. Krav til at el-leverandører skal oppgi produksjonsmiks i en varedeklarasjon følger av EUs elmarkedsdirektiv (2009/72/EC). Det er ingen krav fra EUs side om å bruke opprinnelsesgarantiene i denne sammenheng. For eksempel kan man bruke produksjonsstatistikken til varedeklarasjon.