RAPPORT

Nr 84/2018

Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030

MER VINDKRAFT BIDRAR TIL ØKT NORDISK KRAFTOVERSKUDD

Gudmund Bartnes
Jonas Skaare Amundsen og Ingrid Bjørshol Holm

Rapport nr 84-2018

Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Gudmund Bartnes
Forfatter: Gudmund Bartnes
Jonas Skaare Amundsen og Ingrid Bjørshol Holm

Trykk: NVEs hustrykkeri
Forsidefoto: pxhere.com
ISBN: 978-82-410-1753-7
ISSN: 1501-2832

Sammendrag: Årets analyse viser at kraftprisen i Norge kan bli høyere mot 2030, på grunn av økte CO2-priser og nye overføringsforbindelser mellom Norge og Europa. NVE antar samtidig at Norges kraftoverskudd øker fra rundt 5 TWh i dag til 20 TWh i 2030, noe som bidrar til å dempe prisøkningen.

Emneord: Kraftmarked, Kraftmarkedsanalyse, Kraftpriser

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Epost: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

.Oslo, oktober 2018

Forord

NVEs kraftmarkedsanalyse er et ledd i oppfyllelsen av tildelingsbrevet fra Olje- og energidepartementet. Analysene skal gi kunnskap om hvordan det norske kraftsystemet kan påvirkes av ulike utviklingstrekk, og gi et mulig utfallsrom for kraftpriser frem mot 2030.

NVE startet med årlig publisering av kraftmarkedsanalyser i 2016. Denne rapporten er den tredje i rekken.

I analysen har vi benyttet energi- og kraftmarkedsmodeller med detaljerte forutsetninger om forbruk, produksjon, nett og brenselspriser i 18 europeiske land. Analysen dekker årene mellom 2018 og 2030.

Forutsetningene er basert på NVEs egne arbeider, offisielle nasjonale planer, energipolitiske signaler fra EU, eksterne analyser fra IEA samt datagrunnlag fra analysebyrået IHS Markit. NVE legger stor vekt på at forutsetningene for analysen skal beskrive kjente utviklingstrekk og nasjonal politikk. Analysene er basert på flere eksterne kilder, men alle vurderinger i rapporten står for NVEs egen regning.

Utviklingen innen kraftsektoren går i en tydelig retning. Fornybar kraftproduksjon erstatter fossile kilder, energiforbruket går ned mens etterspørselen etter kraft øker og mer nett knytter europeiske land tettere sammen. Til tross for at retningen innenfor mange områder synes klar, er det fortsatt usikkert hvor mye fornybar energi som bygges ut og hvordan andre faktorer som påvirker kraftsystemet, vil utvikle seg mot 2030.

Formålet med framskrivningene i denne rapporten er ikke å gi en presis beskrivelse av hvordan kraftsystemet i 2030 blir seende ut. NVE ønsker likevel å vise hvordan kjente viktige utviklingstrekk kan påvirke kraftsystemet i årene som kommer.

Oslo, oktober 2018

Anne Vera Skrivarhaug

avdelingsdirektør

Vegard Willumsen

Seksjonssjef

Fremtidige kraft- og brenselspriser som er oppgitt i rapporten er i reelle 2018-kroner

Included content supplied by IHS Markit; copyright IHS Markit 2017. All rights reserved.

INNHOLD

SAMMENDRAG **1**

1: EUROPA: VIKTIGE UTVIKLINGSTREKK **2**

EUs energi- og klimapolitikk gir lavere utslipp 2

Europeisk kraftproduksjon blir mer fornybar 3

Kraftforbruket øker som følge av elektrifisering 9

Mer nett og flere kabler jevner ut europeiske kraftpriser 9

2: NORDEN: VIKTIGE UTVIKLINGSTREKK **11**

Vindkraftutbygging gjør at produksjonen øker 12

Nordisk kraftforbruk øker 18

Kraftoverskuddet i Norden femdobles fra 2018 til 2030 22

Utvekslingskapasiteten mot Europa nær tredobles 23

3: KULL-, GASS- OG CO_2-PRISER **24**

Kullmarkedet: Klimapolitikk kan få økt betydning på lang sikt 25

Gassmarkedet: Mer global handel 26

CO_2-markedet: Innstramming på 2020-tallet 27

Gass blir mer konkurransedyktig med kullkraft 28

4: KRAFTPRISER I NORGE MOT 2030 ..... **29**

Utenlandskabler gir litt høyere kraftpris 30

Økende prisforskjeller mellom Nord- og Sør-Norge 31

Mer nett og variabel kraftproduksjon påvirker kraftprisene 32

5: UTSIKTER MOT 2040: ET MER VÆRAVHENGIG KRAFTSYSTEM **35**

Vind- og solkraft erstatter kullkraft 36

Et mer værdrevet kraftsystem utfordrer forsyningssikkerheten 37

Mulige løsninger i et fremtidig kraftsystem 38

VEDLEGG 1: ANALYSEVERKTØY OG VIKTIGE KILDER **40**

VEDLEGG 2: DETALJERTE FORUTSETNINGER **42**

SAMMENDRAG

Årets analyse viser at kraftprisen i Norge kan bli høyere mot 2030, på grunn av økte CO_2-priser og nye overføringsforbindelser mellom Norge og Europa. NVE antar samtidig at Norges kraftoverskudd øker fra rundt 5 TWh i dag til 20 TWh i 2030, noe som bidrar til å dempe prisøkningen.

TILTAK MOT KLIMAENDRINGER GIR HØYERE KRAFTPRIS I NORGE

Norske kraftpriser i 2018 er dobbelt så høye som for ett år siden. Det kan delvis forklares med en nedbørsfattig sommer, men økte priser på kull, gass og CO_2 har bidratt mer.

Frem mot 2030 legger NVE til grunn at CO_2-prisen vil være høyere enn den har vært de siste årene, noe som bidrar til at norske kraftpriser også blir høyere. At Norden blir tettere integrert med det europeiske kraftsystemet via flere overføringsforbindelser bidrar også til økte kraftpriser i Norge, mens NVEs antakelse om økt nordisk kraftoverskudd demper prisøkningen.

Fortsatt er det prisnivåene på kull, gass og CO_2 som har mest å si for kraftprisen i Norge. Det betyr at endringer i disse prisene også vil gi andre kraftpriser i Norge enn hva denne analysen viser.

ELEKTRIFISERING AV NYE SEKTORER ØKER KRAFTFORBRUKET

NVE legger til grunn at kraftforbruket i Norge øker med 10 prosent (16 TWh) frem mot 2030. Økningen er størst innen industri, der veksten drives av økt aluminiumsproduksjon, økt etterspørsel etter elektrisitet innenfor petroleumssektoren og nye datasentre. En høy grad av elektrifisering innen transportsektoren bidrar også til økt forbruk.

DET INVESTERES I MYE VINDKRAFT

Kostnaden for å bygge ut vindkraft har sunket betraktelig de siste årene, noe større turbiner til lavere kostnad har bidratt til. NVE legger til grunn at denne trenden fortsetter og at vindkraft i Norge kan bygges uten støtte på 2020-tallet.

Det er svært usikkert hvor mye ny vindkraft som kan komme. Innenfor elsertifikatordningen, som utløper i 2021, antar NVE at det bygges 11 TWh. For å illustrere at det kan være interessant med videre investeringer i Norge også etter muligheten for deltakelse i elsertifikatmarkedet er lukket, har NVE anslått utbyggingen av vindkraft til 10 TWh fra 2022 til 2030. Samlet er vindkraftproduksjonen i Norge da 25 TWh i 2030, mot 4 TWh i dag.

Totalt sett antar NVE at kraftproduksjonen i et normalår i Norge øker fra 140 TWh i 2018 til 171 TWh i 2030. Det gir en økning i kraftoverskuddet i Norge på 15 TWh fra 2018 til 2030.

NORGE KOBLES TETTERE MOT EUROPA

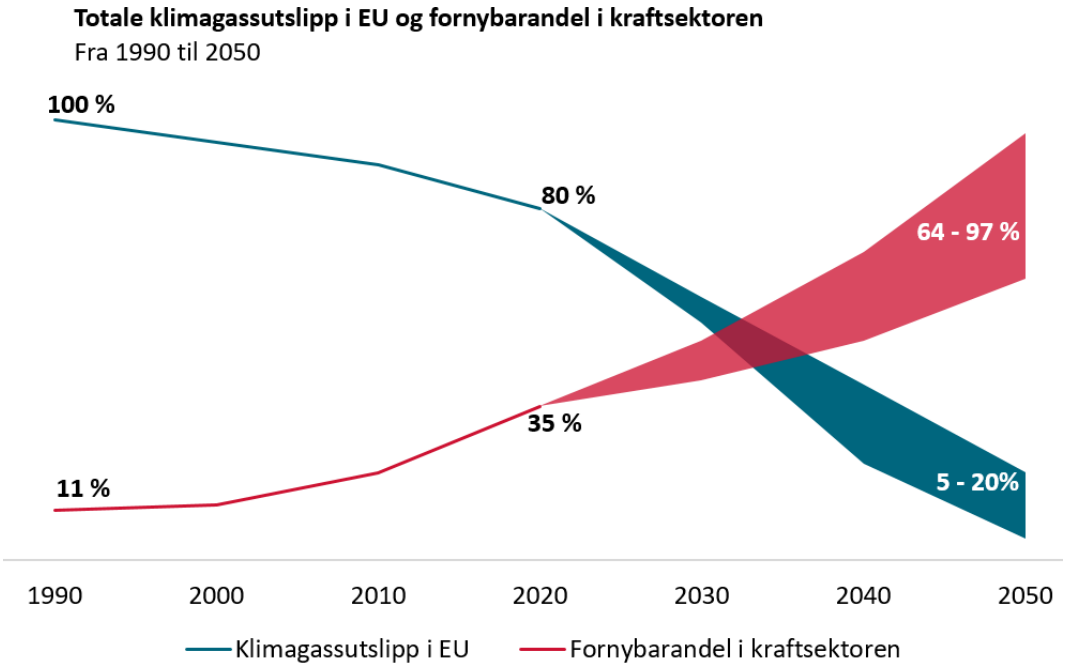
Overføringsforbindelser fra Norge til Tyskland og Storbritannia er under bygging. Disse vil øke Norges handelskapasitet mot utlandet med 40 prosent. I tillegg planlegger Sverige og Danmark nye forbindelser mot kontinentet, slik at Nordens handelskapasitet mot Europa nesten tredobles innen 2025.

1: EUROPA: VIKTIGE UTVIKLINGSTREKK

Det europeiske kraftmarkedet har forandret seg mye siden 1990, men står overfor enda større endringer de kommende årene. EUs energi- og klimapolitikk, sammen med lavere utbyggingskostnader for fornybar energi, driver utviklingen. NVE anslår at både produksjon og forbruk av kraft vokser mot 2030. Vindkraft i alle land står for det meste av produksjonsveksten innen fornybare kilder, fulgt av sol og biomasse. Innen termisk kraftproduksjon er det antatt en stor nedgang i kull- og kjernekraftproduksjon, mens gass har en svak økning mot 2030. Forbruksøkningen i Europa kommer hovedsakelig som følge av elektrifisering av transport- og varmesektoren, og økonomisk vekst i østlige deler av Europa. NVE har lagt til grunn at nettutbyggingen mellom ulike europeiske land blir høy, spesielt de første årene, noe som bidrar til likere priser mellom ulike regioner i Europa.

EUs energi- og klimapolitikk gir lavere utslipp

I 2011 lanserte Europakommisjonen et veikart mot 2050 for å oppnå et mer bærekraftig, konkurransedyktig og sikkert energisystem i Europa. Det langsiktige målet er å redusere klimagassutslippene med 80 – 95 prosent i forhold til 1990-nivå. Veikartet peker på at fornybarandelen i kraftsektoren må økes til mellom 64 og 97 prosent i 2050, avhengig av hvor mye kjernekraft og eventuelt kraftverk med karbonfangst- og lagring bidrar i energimiksen.



Figur 1: EUs energi- og klimamål mot 2020 og 2030 innebærer økt fornybarandel i kraftsektoren. Mot 2050 har EU et mål om at CO_2-utslippene skal ned til en tiendel av 1990-nivå. Da må kraftsektoren få tilnærmet null klimagassutslipp

EU har introdusert virkemidler og mål som skal bidra til at de langsiktige målene nås. I 2009 ble 2020-målene lansert, med mål om 20 prosent reduksjon i klimagassutslipp fra 1990-nivå, 20 prosent fornybar energi i EU og 20 prosent energieffektivisering. Kvotehandelssystemet for CO_2 (EU ETS) har vært hovedvirkemidlet for klimagassreduksjonen, mens fornybardirektivet satte konkrete mål for hvert enkelt land.

2020-målene for fornybarandel og klimautslipp ser ut til å bli nådd, og EU anslår at fornybarandelen i kraftsektoren vil vokse til 35 prosent i 2020. Kraftsektoren ligger dermed foran varme- og transportsektoren med tanke på bruk av fornybare energikilder.

I 2014 ble det lansert nye energi- og klimamål for 2030, og målene ble endelig vedtatt i juni 2018. EU har et mål om å redusere klimagassutslippene med 40 prosent fra 1990-nivå, øke fornybarandelen i energisektoren til 32 prosent og oppnå 32,5 prosent energieffektivisering. En rapport[1] fra IRENA (International Renewable Energy Agency) og Europakommisjonen viser at EUs 2030-mål kan bety at fornybarandelen i den europeiske kraftsektoren utgjør opp mot 50 prosent i 2030.

EU ETS skal fortsatt være et viktig virkemiddel for utslippsreduksjoner, og flere innstramminger i kvotehandelssystemet har blitt innført med sikte på å øke prisene. Reformene har bidratt til at CO2-prisen i løpet av 2018 har steget kraftig. I 2016 la Europakommisjonen fram en rekke forslag til direktiver og forordninger i *Clean Energy for All Europeans*, også kjent som Vinterpakken. Forslagene i Vinterpakken skal bidra til at det indre energimarkedet blir effektivisert og at fornybarandelen i kraftmarkedet øker, slik at EU når sine 2030-mål.

Forordningen om styringssystem legger opp til at medlemslandene skal utforme nasjonale energi- og klimaplaner, slik at Kommisjonen kan holde oversikt over om EU samlet sett er på rett spor til å nå målene. Vinterpakken inneholder dessuten forslag som vil gjøre det vanskeligere for kullkraft å delta i ulike former for kapasitetsmarkeder, der kraftverkene får ekstra betalt for å være klar til å produsere dersom behovet melder seg.

Europeisk kraftproduksjon blir mer fornybar

Utviklingen i den europeiske kraftforsyningen er vanskelig å forutsi eksakt, men retningen er tydelig:

- Termisk kraftproduksjon fra kull- og kjernekraft vil bli redusert som følge av politiske føringer og aldrende kraftverk.
- Utbyggingen av vind- og solkraft fortsetter som følge av EUs fornybarmål mot 2030, lavere utbyggingskostnader og høyere kraftpriser.
- Nedleggelsen av kull- og kjernekraft og høyere CO_2-priser kan føre til at gasskraft blir viktigere i det europeiske kraftmarkedet, og tar en større rolle for å balansere et mer variabelt kraftsystem.

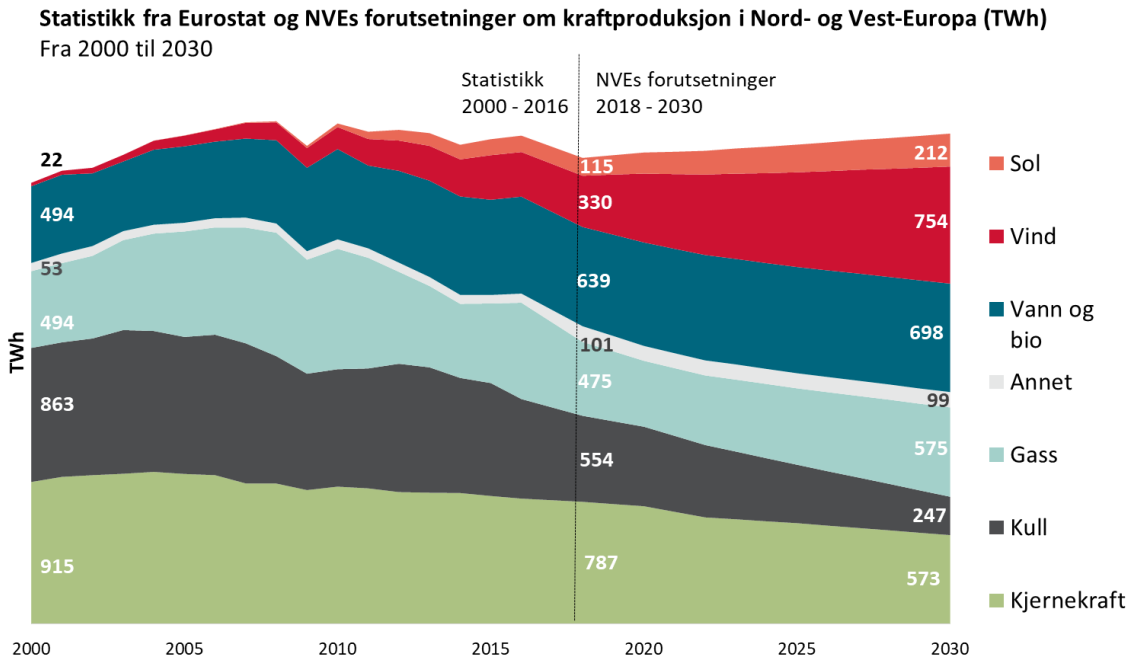
I NVEs analyse øker fornybarandelen i kraftsektoren i de modellerte landene[2] fra 36 prosent i 2018 til 53 prosent i 2030. Økningen skyldes hovedsakelig en antakelse om en dobling av vind- og solkraftproduksjonen de neste 12 årene, slik at disse to energikildene alene produserer 1000 TWh i 2030. Dette utgjør omtrent 30 prosent av den totale kraftmiksen.

---

[1] http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Feb/IRENA_REmap_EU_2018.pdf

[2] De modellerte landene utgjør 18 land i Nord- og Vest-Europa og rundt 2/3 av den europeiske kraftforsyningen (se vedlegg 2).

Kraftproduksjonen fra termiske kraftverk er antatt å bli redusert mot 2030. I NVEs analyse er det lagt til grunn at mange kull- og kjernekraftverk legges ned på grunn av politiske føringer og høy alder, og at kostnadene for reinvesteringer i mange av disse anleggene er store. Samtidig bidrar en høyere CO_2-pris til at gasskraftverk blir mer konkurransedyktig sammenlignet med kullkraftverk. Dette gir økt produksjon i eksisterende gasskraftkapasitet. Dermed øker gasskraftproduksjonen med 100 TWh frem mot 2030.



Figur 2: Med NVEs forutsetninger vil vind- og solkraft utgjøre en tredjedel av kraftproduksjonen i Europa i 2030, mens kull- og kjernekraft halveres mot 2030. Totalproduksjon i 2018 i de modellerte landene er omtrent 3000 TWh.

KJERNEKRAFT FORBLIR EN VIKTIG ENERGIKILDE

Kjernekraft bidrar med rundt en fjerdedel av kraftbehovet i de modellerte landene, men andelen har vært synkende siden 2005. Med NVEs antakelser reduseres produksjonen fra europeiske kjernekraftverk fra 787 til 573 TWh i analyseperioden, slik at produksjonsandelen reduseres fra rundt 25 prosent i 2018 til litt under 20 prosent i 2030. Kjernekraft vil fortsatt utgjøre en betydelig andel av den europeiske kraftforsyningen, og forblir en viktig grunnlastkilde.

Fremtiden til europeisk kjernekraft bestemmes i stor grad av politiske beslutninger, blant annet fordi statlige selskaper har en stor eierandel i de fleste kjernekraftverk. Tyskland har vedtatt å legge ned all kjernekraft innen 2022, mens belgiske myndigheter har som mål å stenge sine syv reaktorer før 2025.

I Frankrike vedtok parlamentet i 2015 at produksjonsandelen fra kjernekraft skulle reduseres fra 75 til 50 prosent innen 2025. I november 2017 varslet franske myndigheter at det ville bli vanskelig å nå dette målet. I NVEs analyse er det er lagt til grunn at utfasingen av de eldste kjernekraftverkene skjer etter 2025, slik at kjernekraft utgjør litt over 50 prosent av fransk kraftproduksjon i 2030.

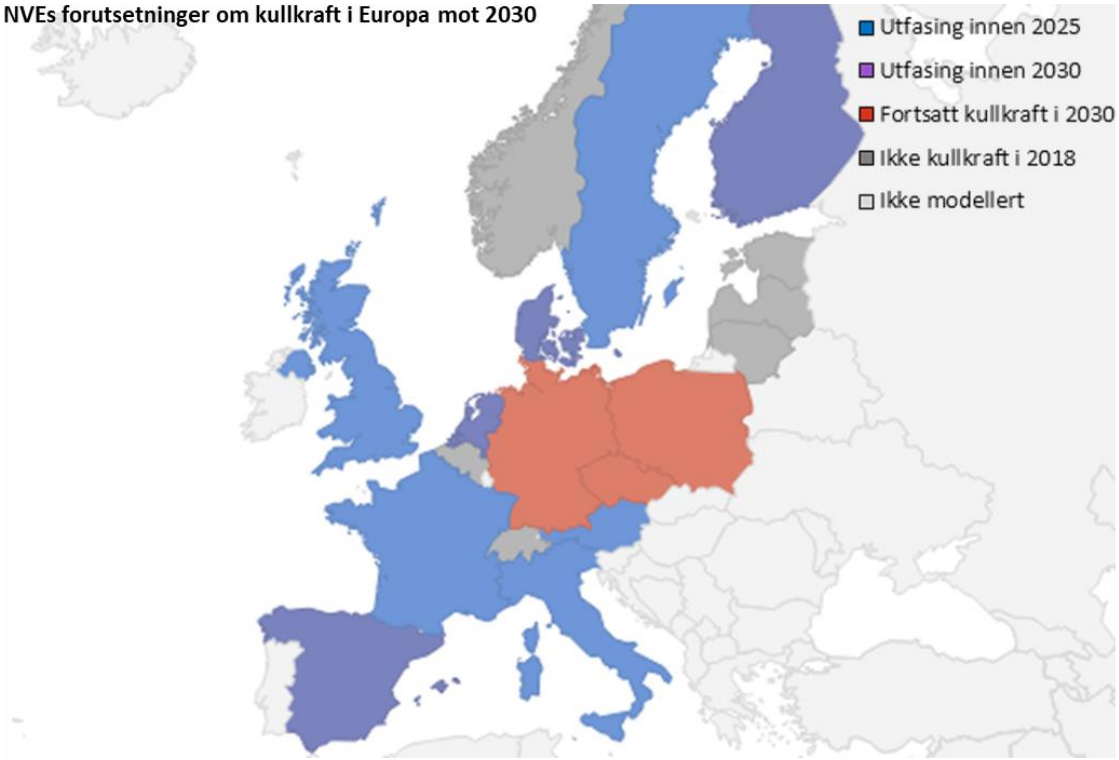
Storbritannia går motsatt vei av sine vest-europeiske naboer. Som en del av en strategi for å redusere klimautslipp samtidig som forsyningssikkerheten ivaretas, er det planlagt flere nye kjernekraftverk i Storbritannia. Prosjektet Hinkley Point C har fått mye medieoppmerksomhet fordi britiske myndigheter har vedtatt å gi prosjektet en garantert støtte på 92,50 £/MWh. Dette er langt over kraftprisen i landet. Til sammen er det planlagt ti nye reaktorer på tre ulike steder. Antakelsene er basert på tall fra det britiske handels-, energi- og industridepartementet (BEIS). Deres framskrivninger antar at gamle kjernekraftverk blir erstattet med flere nye og større reaktorer, og at Storbritannia øker sin produksjon fra kjernekraft.

Andre land på kontinentet, hovedsakelig i østlige deler av Europa har også planer om å bygge mer kjernekraft. I Polen har energiministeren ønsket å realisere et 4,5 GW kjernekraftverk for å erstatte flere kullkraftverk. I mai 2018 trakk likevel statseide PGE (Polska Grupa Energetyczna) seg fra prosjektet, og en realisering virker høyst usikker. NVE har likevel antatt at Polen bygger ut noe kjernekraft til 2030 for å kompensere for store nedleggelser av kullkraftverk. Dette er heftet med stor usikkerhet.

KULLKRAFT BLIR HALVERT MOT 2030

Gamle kraftverk, utsikter til høyere CO_2-priser, liten tro på lønnsom karbonfangst og -lagring av karbon i kraftsektoren og strengere utslippskrav gjør at kull nå ser ut til å bli faset helt ut av den europeiske kraftproduksjonsmiksen i Nordvest-Europa. Dette har vært annonsert siden introduksjonen av karbonprising i Europa. Kullproduksjonen har imidlertid overlevd EU ETS lenge. Siden fjorårets analyse, har myndighetene i Nederland og Italia annonsert at kullkraft skal fases ut av kraftsystemet i løpet av de neste 10-15 årene. Dersom dette gjennomføres, vil det kun være Tyskland, Polen og Tsjekkia av de modellerte landene som produserer strøm fra kullkraftverk i 2030. Disse landene har til gjengjeld en høy kullandel i sin kraftmiks.

I NVEs analyse halveres produksjonen fra kullkraft i Europa mellom 2018 og 2030, fra 554 til 247 TWh. Med en høyere CO_2-pris, vil produksjonen fra kullkraft reduseres med ytterligere 90 TWh i 2030. Med en lav CO_2-pris vil produksjonen derimot bli 300 TWh, 50 TWh høyere enn i basis-scenarioet. Dette tilsier at kullkraftproduksjonen uansett blir redusert grunnet tvungne nedleggelser, men at CO_2-prisen kan bidra til et ytterligere skifte fra kull til gass.



Figur 3: Stadig flere europeiske land har vedtatt at kullkraft skal fases ut. Med NVEs forutsetninger vil det kun være Tyskland, Polen og Tsjekkia som produserer strøm fra kullkraftverk i 2030.

I Tyskland har den nyvalgte regjeringen satt ned en kommisjon for å utrede utfasing av kullkraft i kraftsystemet. Kommisjonens leder Peter Altmaier har uttalt at utfasingen kan ta flere tiår. Samlet sett er det mye som trekker i retning av at Tysklands kullforbruk på sikt vil reduseres. Hvor raskt forbruket synker er det derimot knyttet stor usikkerhet til. I NVEs analyser er det antatt at halvparten av kullkraftproduksjonen i Tyskland legges ned innen 2030, noe som reduserer kullkraftandelen i landet fra 40 til 20 prosent.

I Polen har det lenge vært politisk motstand mot å legge ned kullkraftverk, men det har kommet nye signaler i løpet av det siste året. Den polske energiministeren Krzysztof Tchorzewski har uttalt at kullkraftverket Ostroleka, som ferdigstilles i 2023, vil være det siste som bygges i Polen. I så fall vil kullkraftproduksjonen i Polen falle etter 2025, etter hvert som kraftverkene når sin tekniske levetid og legges ned. Det er lagt til grunn at kullkraftproduksjonen fra polske stein- og brunkullkraftverk reduseres med en tredjedel fra i dag til 2030.

GASSKRAFT BALANSERER SYSTEMET

Mellom 2018 og 2030 øker gasskraftproduksjonen fra 475 til 575 TWh i basisscenarioet. Økningen på 100 TWh skjer ved at eksisterende gasskraftverk produserer mer, hovedsakelig grunnet nedleggelser av kull- og kjernekraftverk og en høyere CO_2-pris.

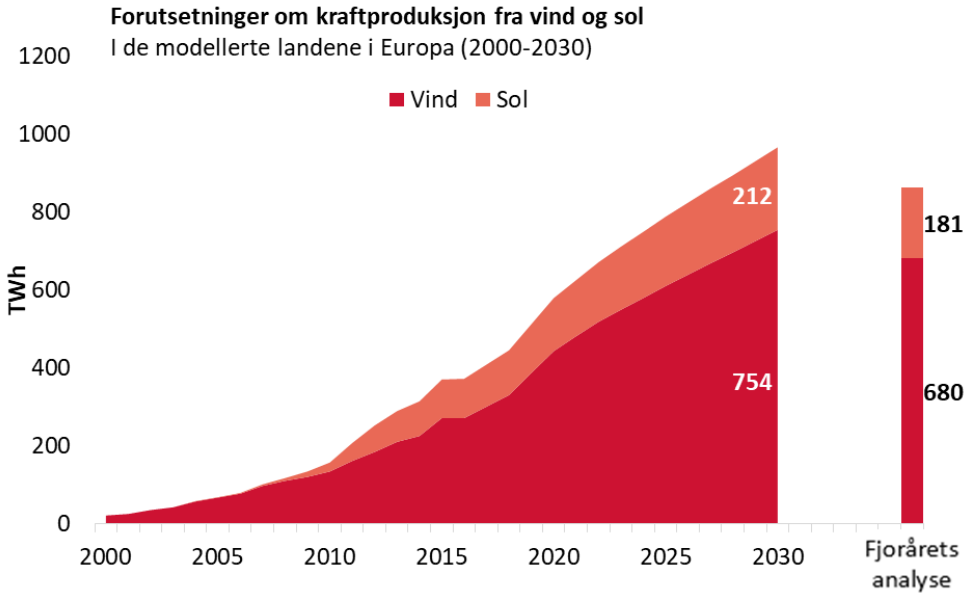
Bidraget fra gasskraftverk blir spesielt viktig i perioder med høyt forbruk og lav produksjon fra vind- og solkraft. Gasskraftverk har rask responstid, lave start- og stoppkostnader og mindre utslipp enn kullkraftverk. Med forslaget i Vinterpakken om utslippskrav på maksimalt 550 g CO_2/kWh vil kullkraft være tilnærmet uaktuelt for kapasitetsmarkeder etter 2025, og gjøre gasskraft mer konkurransedyktig.

Dette åpner for at gasskraftverk kan oppnå lønnsomhet selv om inntjeningen i spotmarkedet ikke er nok for å dekke inn investeringer. Samtidig vil gasskraft kunne møte konkurranse fra batterier, pumpekraft og forbrukerfleksibilitet. Gasskraftverk har høye driftskostnader, men kostnadene varierer med type kraftverk. Med NVEs forutsetninger om gass- og CO_2-pris vil ikke alle typer gasskraftverk være konkurransedyktige. Utviklingen i CO_2-prisen er også et sentralt usikkerhetsmoment for europeiske gasskraftverk – i Lav og Høy-scenarioene varierer gasskraftproduksjonen mellom 500 og 700 TWh i 2030.

VIND- OG SOLKRAFTPRODUKSJON DOBLES TIL 2030

I de modellerte landene har NVE antatt at vind- og solkraft vil utgjøre nærmere 1000 TWh i årlig produksjon i 2030, en økning på 100 TWh fra fjorårets analyse.

Ifølge en rapport fra Sandbag og Agora[3] utgjorde produksjonen fra europeisk vindkraft, solkraft og biomasse 10 TWh mer enn produksjonen fra steinkull og lignitt i 2017. Fornybarutbyggingen i Europa har hittil vært avhengig av støtte, men dette er i ferd med å endre seg. Vindkraftkostnadene har falt de siste årene etter hvert som turbinene har blitt større og installasjonskostnadene har falt. Dette har gjort at landbasert vindkraft allerede i dag kan være konkurransedyktig uten støtteordninger.



Figur 4: Forutsetninger om utbyggingen av vind- og solkraft er økt med rundt 100 TWh fra fjorårets analyse.

Det har også skjedd en stor kostnadsreduksjon innenfor havvind, og dette er forutsatt å fortsette i tiden fremover. I flere anbudskonkurranser for bunnfaste havvindprosjekter på 2020-tallet har utbyggere meldt inn at de ikke trenger støtte. Imidlertid er dette svært gunstige prosjekter, og nettilknytningen til land dekkes av transmisjonsnettoperatørene. Når det gjelder flytende havvind, er Equinors Hywind-satsing utenfor Skottland et tegn på at også denne teknologien kan bidra til at vindkraft blir den viktigste energikilden i den europeiske kraftsektoren mot 2030.

[3] https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2018/01/EU-power-sector-report-2017.pdf

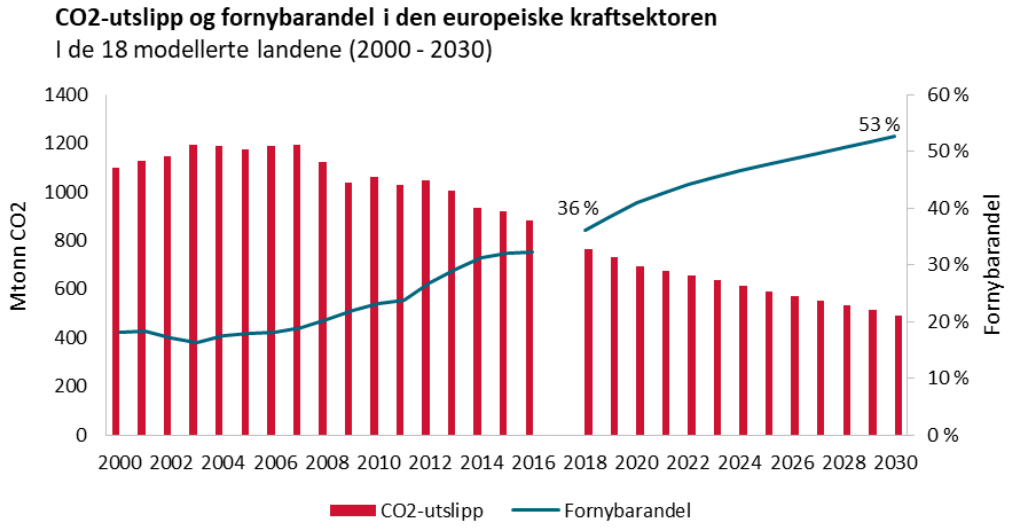
Med NVEs antakelser om en økning i vindkraftproduksjonen fra 330 TWh i 2018 til 754 TWh i 2030, blir vind den klart største energikilden i det europeiske kraftmarkedet. Sammenlignet med fjorårets analyse, er det spesielt i Nederland, Polen og Spania at det er forutsatt en større økning i vindkraftproduksjon mot 2030.

Solkraft koster fortsatt vesentlig mer enn vindkraft, men store deler av utbyggingen skjer ved at husholdnings- og næringskunder installerer solceller på tak og ledige arealer. For forbrukeren kan det likevel være lønnsomt, når utbyggingskostnaden sees opp mot den totale sluttbrukerprisen, inkludert kraftpris, nettleie og avgifter.

For en gjennomsnittlig husholdningskunde i Norge koster strømmen rundt 1 kr/kWh, mens et solcelleanlegg i en privatbolig i Oslo koster rundt 1,3 kr/kWh. Sluttbrukerprisen for husholdninger i land som Belgia, Tyskland og Danmark er derimot over 2,5 kr/kWh[4], hovedsakelig grunnet høyere avgifter. Dette gjør det gunstigere å installere solceller i mange europeiske land, spesielt om det finnes støtteordninger i tillegg.

Sammenlignet med fjorårets analyse, er det antatt 33 TWh høyere produksjon fra sol i 2030. Halvparten av økningen kan forklares ved at solprosjekter i Spania har vunnet svært mange anbudsrunder for fornybar energi det siste året, etter at utbyggingen av spansk sol- og vindkraft nesten har stått stille siden 2012.

I NVEs analyse er det lagt til grunn at annen fornybar kraftproduksjon (vann og bio), har en vekst fra 639 TWh i 2018 til 698 TWh i 2030. Mesteparten av økningen skyldes at flere kullkraftverk bygges om til å brenne biomasse, slik at kraftverkene fortsatt kan levere varme til husholdninger og industri.



Figur 5: Den totale fornybarandelen i de modellerte landene, inkludert vannkraft og biomasse, øker fra 36 prosent i 2018 til 53 prosent i 2030, samtidig som utslippene reduseres med 35 prosent i samme periode.

[4] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

Kraftforbruket øker som følge av elektrifisering

For landene utenfor Norden er NVEs analyse basert på forbruksframskrivninger fra IHS Markit. Det er lagt til grunn en total forbruksvekst på rundt fem prosent frem mot 2030. Hovedårsaken til økningen er elektrifisering av varme- og transportsektoren, som er nødvendig for at EU skal nå sine mål, spesielt innenfor energieffektivisering. Økt bruk av varmepumper i fjernvarmenettet og en høyere andel elbiler innebærer lavere energibruk totalt, selv om elbruken isolert sett øker.

Forbruksveksten er høyere i østlige deler av Europa enn i de fleste vest-europeiske land, og det henger sammen med en antakelse om høyere økonomisk vekst og økt levestandard. Totalt sett er det lagt til grunn at kraftforbruket øker med 124 TWh fra 2018 til 2030 i landene utenfor Norden, noe som tilsvarer årsforbruket i Norge.

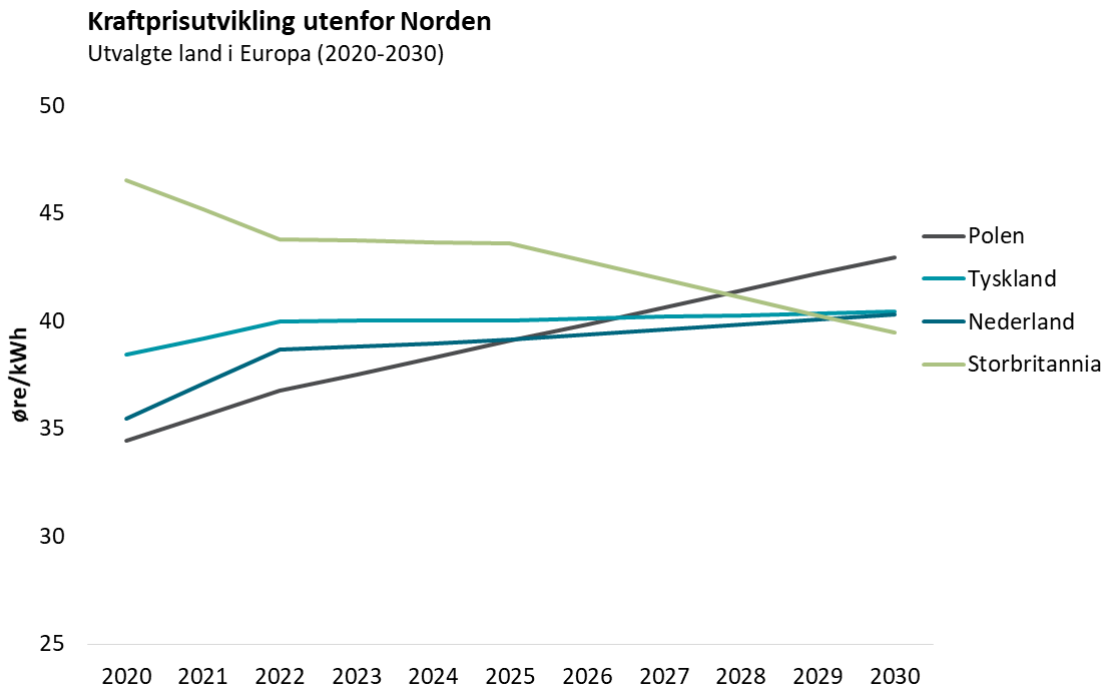
Selv om forbruksnivået ikke er forventet å endre seg dramatisk frem til 2030, kan forbruksprofilen forandre seg mye. Mer variable kraftpriser, automatiske strømmålere og utvikling innenfor batterier kan føre til en større fleksibilitet hos alminnelig forbrukere. Dette er ikke tatt inn i årets analyse.

Mer nett og flere kabler jevner ut europeiske kraftpriser

Paraplyorganisasjonen til de europeiske sentralnettoperatørene, ENTSO-E, gir jevnlig ut sitt syn på fremtiden i sin «Ten year network development plan» (TYNDP), hvor nettprosjekter omtales og flaskehalser identifiseres. I antakelsene om nettkapasitet utenom Norden, har NVE lagt til grunn ENTSO-Es referansescenario for TYNDP 2018, som beskriver den forventede nettkapasiteten mellom ulike land basert på kjente planer.

Referansescenarioet til ENTSO-E er oppdatert siden fjorårets analyse, men mange av de samme prosjektene ligger inne som i tiårsplanen fra 2016. Nettkapasiteten i Europa er fortsatt antatt å øke kraftig de nærmeste ti årene grunnet de store endringene i kraftmarkedet og det økte nettbehovet disse endringene fører med seg.

Av land som Norge er eller vil bli knyttet til de nærmeste årene, er det hovedsakelig nettkapasiteten mellom Storbritannia og omkringliggende land som har endret seg siden fjorårets analyse. I TYNDP 2018 har ENTSO-E inkludert enda et prosjekt mellom Storbritannia og Frankrike, som medfører en økning fra 5400 MW til 6900 MW i 2030. Dessuten er prosjektet NeuConnect, en planlagt kabel mellom Tyskland og Storbritannia på 1400 MW, tatt med. Dette bidrar til at prisforskjellene mellom Storbritannia og resten av kontinentet blir ytterligere redusert mot 2030 sammenlignet med 2017-analysen.



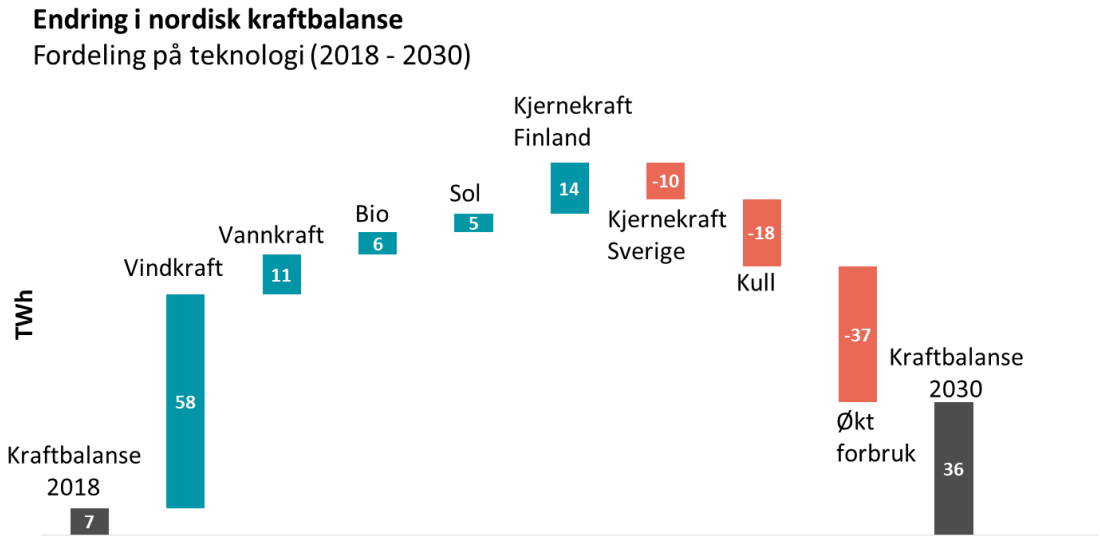
Figur 6: ENTSO-E anslår en kraftig økning i overføringskapasiteten mellom ulike land i Europa. I NVEs analyse fører dette til at prisforskjellene i Europa reduseres mot 2030.

Generelt gir NVEs analyse likere priser mellom ulike land i Europa, og spesielt mellom kontinentet og Storbritannia. Mens kraftprisene på kontinentet stiger jevnt grunnet høyere CO_2-kostnader, faller prisene i Storbritannia frem mot 2030. Den viktigste grunnen til fallet er at NVE har lagt til grunn at Storbritannia fjerner sitt særegne CO_2-gulv etter 2025. I dag bidrar CO_2-gulvet til å gjøre kullkraft dyrere å drifte enn gasskraft, og det har allerede bidratt til store reduksjoner i britisk kullkraftproduksjon. Dersom Storbritannia lykkes med å fase ut kullkraft innen 2025, antar NVE at det ikke lenger vil være behov for dette tiltaket. Dette er imidlertid en usikker antakelse.

ENTSO-E har også inkludert NorthConnect, kabelprosjektet på 1400 MW mellom Sima i Norge og Peterhead i Skottland, i sitt referansescenario. Denne forbindelsen er ikke inkludert i NVEs datasett fordi prosjektet for tiden er under konsesjonsbehandling.

2: NORDEN: VIKTIGE UTVIKLINGSTREKK

NVE anslår at både produksjon og forbruk av kraft øker i Norden mot 2030. Vindkraft i alle land står for det meste av produksjonsveksten. Forbruksøkningen kommer hovedsakelig som følge av vekst i industrien, elektrifisering av transport og store datasentre.

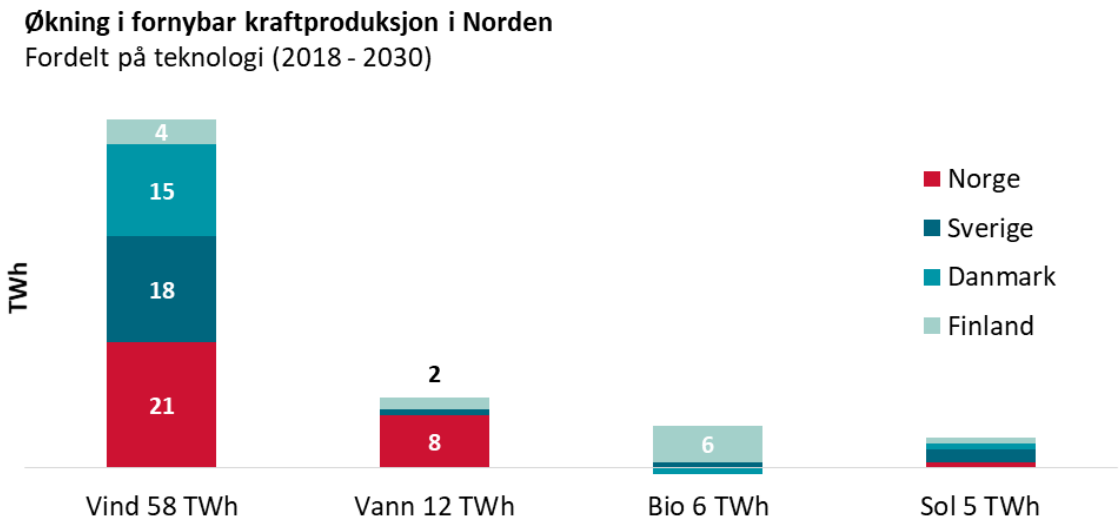


Figur 7 Endringer i nordisk kraftbalanse mellom 2018 og 2030 fordelt på teknologi. Nordisk kraftbalanse øker med nesten 30 TWh i NVEs analyse. Vindkraftinvesteringer i alle nordiske land er den viktigste driveren.

I NVE analyse øker ikke forbruket i like stor grad som produksjonen, og totalt sett øker det nordiske kraftoverskuddet med NVEs forutsetninger fra 7 TWh i 2018 til 36 TWh i 2030. I tillegg vil flere forbindelser til både Nederland, Tyskland og Storbritannia nær tredoble overføringskapasiteten mellom Norden og resten av Europa.

Vindkraftutbygging gjør at produksjonen øker

I NVEs analyse er det forutsatt en produksjonsøkning i Norden fra om lag 400 TWh i 2018 til om lag 470 TWh i 2030. Økningen kommer hovedsakelig som følge av utbygging av vindkraft, både på land og til havs. Med NVEs forutsetninger vil nordisk vindkraft produsere 100 TWh i 2030, mot rundt 40 TWh i dag. Videre antas det at to nye kjernekraftreaktorer i Finland settes i drift, men produksjonen fra disse erstatter kun nedleggelsen av andre reaktorer i Finland og i Sverige. Som i forrige års analyse legges det til grunn at all kullkraft i Norden fases ut innen 2030.



Figur 8: Økning i fornybar kraftproduksjon mellom 2018 og 2030 fordelt på teknologi. NVE forventer at mesteparten av fornybarutbyggingen i Norden fram mot 2030 vil være vindkraft, både landbasert og til havs.

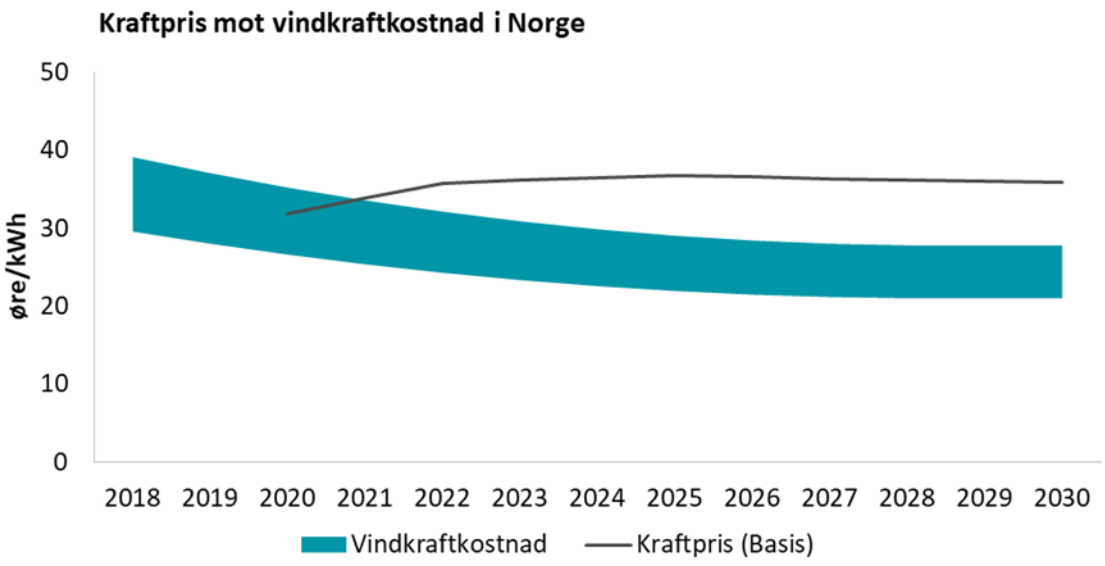
NORSK KRAFTPRODUKSJON: MER VIND- OG VANNKRAFT

NORSK VINDKRAFT KAN VÆRE LØNNSOM UTEN STØTTE FRA 2020

Normalårsproduksjonen fra norsk vindkraft er økt fra 2,7 i 2017 til 4,0 TWh i 2018 på grunn av idriftsettelsen av Hamnefjell, Egersund og Tellenes vindkraftverk. Det er per oktober 2018 rundt 8,2 TWh vindkraft under bygging, og enda flere prosjekter blir ansett for å være særlig aktuelle. NVE har lagt til grunn at norsk vindkraftproduksjon utgjør omtrent 15 TWh innen 2022. For å illustrere at det kan være interessant med videre utbygging av vindkraft i Norge på 2020-tallet har NVE anslått utbyggingen av vindkraft til 10 TWh mellom 2022 og 2030.

Prosjekter som bygges etter 2021 i Norge vil ikke ha rett til elsertifikater, og må være lønnsomme basert på kraftprisen alene. Kostnadstallene for vindkraftverkene satt i drift i 2017 viser en reduksjon på 30 prosent i energikostnad over levetiden (LCOE) siden 2012[5].

[5] https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnadar-i-energisektoren/

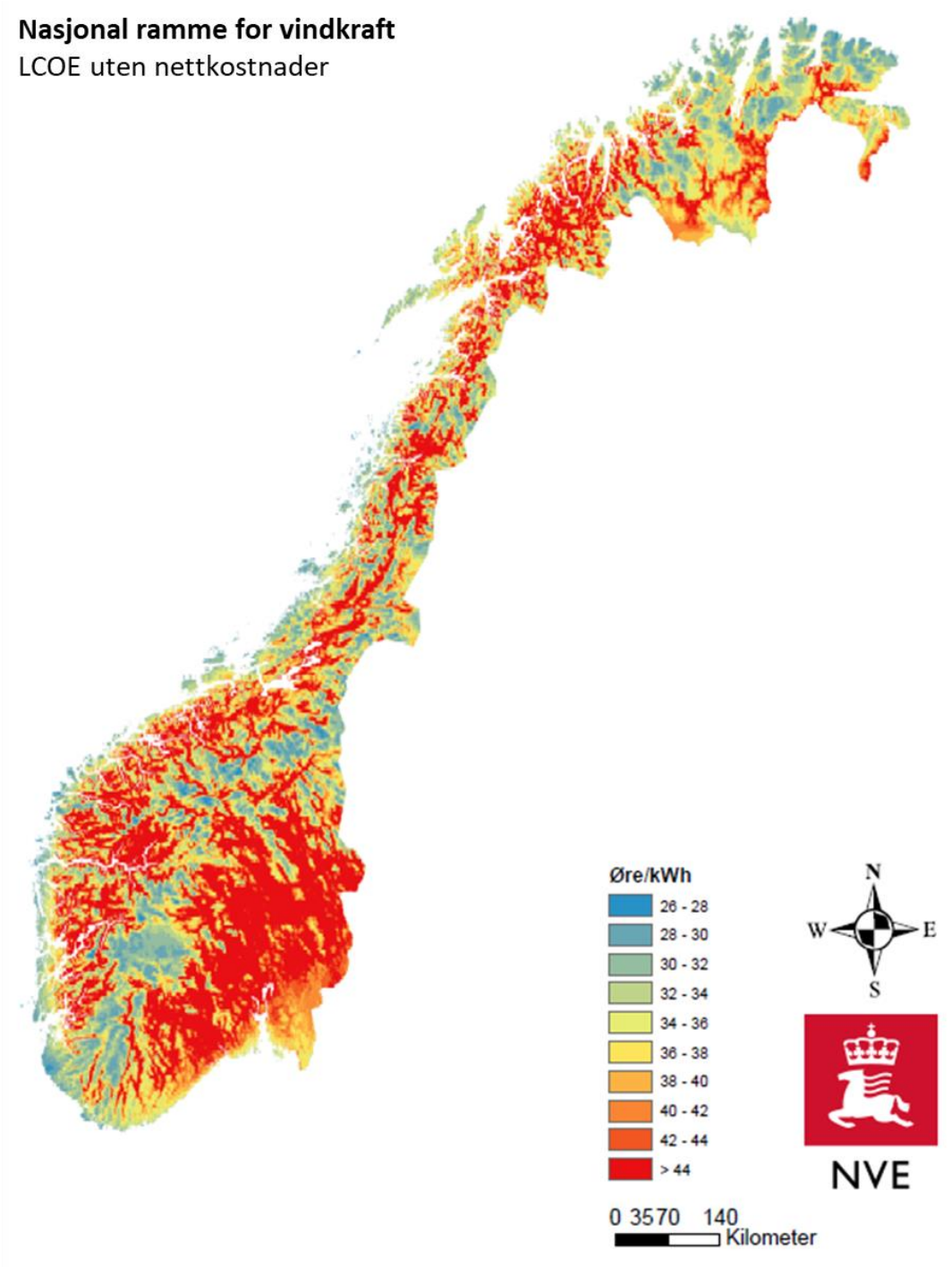


Figur 9: Kostnaden for å bygge ut vindkraft kan bli lavere enn kraftprisen i NVEs prisbane. Det er stor usikkerhet om fremtidig kostnadsnivå for vindkraft og kraftpriser. Kilde: NVE

NVE forventer ytterligere kostnadsreduksjoner for utbygging av vindkraft de neste årene grunnet teknologiutvikling for vindturbiner, slik at det på 2020-tallet blir et økonomisk potensial for videre vindkraftutbygging. Hvor mye av dette potensialet som faktisk blir realisert innen 2030, vil i stor grad avhenge av om vindkraft fremstår som interessante investeringsobjekter, og i hvilken grad det legges til rette for investeringer via nye konsesjoner og nettutbygginger.

I arbeidet med en nasjonal ramme for vindkraft på land kartlegger NVE hvor i Norge de beste vindkraftressursene er. Ressurskartleggingen er basert på ny tilgjengelig informasjon om produksjonsevnen til vindturbiner som vurderes som aktuelle i Norge rundt 2020. I tillegg har NVE gjort skjønnsmessige framskrivinger av kostnader for vindkraftverk. Kartet gir et overordnet bilde av hvilke større områder som er mest egnet for vindkraftutbygging ut fra vindforhold, skogsdekning og terrengkompleksitet. Vindhastigheten er den viktigste driveren for LCOE i kartet, mens terrengkompleksitet og skogdekning kun gir moderate utslag. Ulike områder har ulike investerings- og driftskostnader.

Dersom kraftprisen er høy nok til å finansiere vindkraftutbygginger i Norge kan det bidra til å øke interessen for å bygge ut i områdene med de beste ressursene. NVEs kartlegging viser at disse områdene ligger kystnært, i fjellet og i Nord-Norge. Det er imidlertid flere forhold som begrenser hvor det er mulig å etablere nye vindkraftverk. Blant disse er naturvern, næringsinteresser og nettforhold.



Figur 10: Kartet viser hvor de billigste vindressursene i Norge er. De laveste kostnadene er i kystnære strøk, Finnmark og i fjellet i Sør-Norge. Vindhastigheten er den viktigste driveren for LCOE i kartet, men variasjoner i investerings- og driftskostnader, terrengkompleksitet og skogdekning påvirker også utfallet.

ØKT TILSIG I NORGE

Vannkraft utgjør mesteparten av norsk kraftproduksjon i 2018, og i et normalår produseres det 134 TWh. Basert på vannkraftverk som enten allerede er under bygging, investeringsbesluttet eller er vurdert som særlig aktuelle, antar NVE at det bygges 3 TWh frem til 2020. De fleste lønnsomme prosjektene som ikke ligger i vernede områder er allerede bygget ut, og det er derfor forutsatt at det kommer relativt lite ny vannkraftutbygging etter 2020. NVE har kun lagt til grunn at det bygges 1 TWh ny vannkraft mellom 2020 og 2030.

En forutsetning som er ny i årets analyse, er en økning i tilsig til eksisterende vannkraftverk. Produksjonsdata[6] viser at produksjonen fra norske vannkraftverk har hatt en prosentvis større økning enn økningen i installert effekt skulle tilsi i perioden 2010-2017 sammenlignet med perioden 1990-2009. Dette gir en indikasjon på at tilsiget til norske vannkraftverk øker. Basert på NVE-rapporten «Et væravhengig kraftsystem[7]» og egne vurderinger, er det lagt til grunn at tilsiget øker med 4 TWh mellom 2020 og 2030. Mesteparten av tilsigsøkningen er lagt til vinterhalvåret, og fordelt med rundt halvparten i Nord- og Midt-Norge, og halvparten i Sør-Norge. Det må imidlertid påpekes at størrelsen på effekten av klimaendringene er svært usikker.

MER SOLKRAFTPRODUKSJON I NORGE

Basert på NVE-rapporten «Strømforbruk i Norge mot 2035»[8], anslår NVE at kraftproduksjonen fra solceller i Norge vil øke fra 0,2 TWh i 2018 til 1,9 TWh i 2030. I dag er det lite strømproduksjon fra solceller i norske bygg, men installert kapasitet øker. Strøm fra lokal produksjon kan brukes på flere måter. Byggene kan bruke strømmen samtidig som den produseres, lagre strømmen i batterier og bruke den senere, eller selge strøm til strømnettet.

Prisen på solceller har blitt kraftig redusert de siste årene, og NVE legger til grunn at denne prisutviklingen fortsetter. Dette gjør det mer attraktivt å installere solceller i flere bygg. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til hvor mye solcellepaneler som installeres ettersom dette er veldig sensitivt for endringer i prisene på solceller og strømpriser.

---

6 https://www.ssb.no/statbank/list/elektrisitet

7 http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_85.pdf

8 http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_43.pdf

NORDISK KRAFTPRODUKSJON: KULLKRAFT FASES UT

NORDISK VINDKRAFTPRODUKSJON FORTSETTER Å ØKE

Det har vært stor utbygging av fornybar kraftproduksjon i Norden de siste årene, og vindkraft i Sverige og Danmark har vært den dominerende kilden. Sverige har valgt å videreføre elsertifikatsystemet etter 2021 og har økt sitt mål med 18 TWh mot 2030. Samtidig vil en utbygging utover det totale norsk-svenske målet på 28,4 TWh fram til 2021 regnes inn i dette tallet.

NVEs forutsetninger om utbygging av svensk vindkraft fram mot 2020 er oppjustert fra 1 TWh til 8 TWh fra i fjor. Tall fra Svensk Vindenergi [9] viser at det er blitt inngått kontrakter med vindturbinleverandører for leveranse av over 2 GW siden april 2017, etter en rolig periode i 2015 og 2016. Basert på prognosene til Svensk Vindenergi har NVE forutsatt en normalårsproduksjon fra svensk vindkraft på 25 TWh i 2020.

Som i Norge er det stor usikkerhet rundt hvor mye vindkraft som vil bli bygget i Sverige etter 2020. Kostnadsreduksjonene for vindturbiner vil også gjelde for svensk vindkraft, noe som kan bety at det blir bygget ut prosjekter utenfor elsertifikatsystemet. I tillegg er det mulig at vindkraftverk som har nådd sin tekniske levetid blir reinvestert med større turbiner, da mesteparten av infrastrukturen allerede er på plass. Det er lagt til grunn at det bygges 10 TWh vindkraft i Sverige mellom 2020 og 2030. Dette gir en normalårsproduksjon for vindkraft på 35 TWh i 2030, mot 24 TWh i fjorårets analyse.

I Danmark er NVEs antakelser basert på framskrivningene til den danske transmisjonsoperatøren Energinet.dk. De har antatt at vindkraftproduksjonen til havs vil være på over 13 TWh i 2030, opp mot 5 TWh i 2018. I 2030 vil produksjonen fra havvind utgjøre rundt halvparten av all vindkraftproduksjon i Danmark. Vindkraftverket Kriegers Flak (600 MW), som ligger mellom Danmark og Tyskland, bygges nå og er antatt ferdig i 2021. Kraftverket skal tilkobles begge land via sjøkabler med en kapasitet på 400 MW. Danskene skal fjerne rundt 2500 turbiner på land. Nye og større turbiner kan likevel gi økt produksjon fra et færre antall vindmøller.[10]

I Finland er det som i fjor lagt til grunn den finske regjeringens energi- og klimastrategi fra 2016 for både produksjon og forbruk. Her legges det til grunn en økning i finsk vindkraft fra dagens nivå på 5 TWh til 9 TWh i 2030. Et anslag som kan tenkes å være konservativt, gitt den kostnadsutviklingen som har vært for landbasert vindkraft siden 2016.

SOLKRAFTEN SPILLER EN STØRRE ROLLE I DET NORDISKE KRAFTSYSTEMET

I Danmark har bruken av solceller hatt en kraftig vekst de siste årene på grunn av støtteordninger. Disse støtteordningene er nå avviklet og NVE forutsetter derfor at økningen i installerte solceller vil være noe mer moderat mot 2030. Det er lagt til grunn at produksjonen fra solceller vil være på omlag 2 TWh i Danmark i 2030. Også i Sverige har veksten i installert solkraft vært større enn i Norge. NVEs framskrivning for Sverige er basert på Energimyndighetens strategi hvor det refereres til et potensial på 5 – 14 TWh i 2050[11]. Strategien legger likevel opp til en relativt moderat økning

9 https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2018/04/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-20180420.pdf

10 https://efkm.dk/media/12222/energiaftale2018.pdf

11 http://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/solenergi/solen-i-samhallet/forslag-till-strategi-for-okad-anvandning-av-solel_webb.pdf

mot 2030, før det deretter vil øke kraftig mot 2050. I Finland er det antatt en svak vekst i kraftproduksjonen fra solceller mot 2030.

BIOMASSE ERSTATTER DEN NORDISKE KULLKRAFTPRODUKSJONEN

Som i fjorårets analyse er det lagt til grunn at mesteparten av ny biokraft kommer som følge av omlegging fra kull til bio i Finland og Danmark, og utbygging av svenske biokraftverk innen el-sertifikatsystemet. I Danmark har en del av konverteringen allerede skjedd, slik at økningen mot 2030 er moderat. Dessuten vil en del av de eldre biokraftverkene i Sverige legges ned mot 2030 grunnet høy alder. NVE har som i fjor lagt til grunn at kullkraft er faset ut av den nordiske kraftmiksen innen 2030.

KJERNEKRAFT FASES UT I SVERIGE, MEN BYGGES I FINLAND

I Finland planlegges det installasjon av to nye kjernekraftreaktorer; Olkiluoto 3 og Hanhikivi. Som i fjor, har NVE forutsatt at Olkiluoto 3 kommer i drift i tidsrommet 2018 til 2020, og Hanhikivi mellom 2025 og 2030. Antagelsen om at Hanhikivi kommer i drift er basert på Finlands klima- og energistrategi fra 2016. Mellom 2025 og 2030 antas det at også reaktorene Loviisa 1 og 2, og Olkiluoto 1 legges ned på grunn av høy alder. Per i dag har Finland lavere produksjon enn forbruk, og den finske energi- og klimapolitikken fokuserer på at forskjellen skal bli mindre.

Sveriges energi- og klimapolitikk har en mer tydelig retning mot utfasing av kjernekraft på lang sikt. I 2016 ble det inngått et energiforlik mellom flere politiske partier og et av hovedpunktene var at kjernekraft må bære sine egne kostnader og ikke kan motta subsidier. NVE forutsetter at Ringhals 1 og 2 vil bli tatt ut i tidsrommet 2018 til 2020, og at de resterende seks reaktorene i Sverige vil være i drift i 2030, siden de først når sin tekniske levetid rundt 2040.

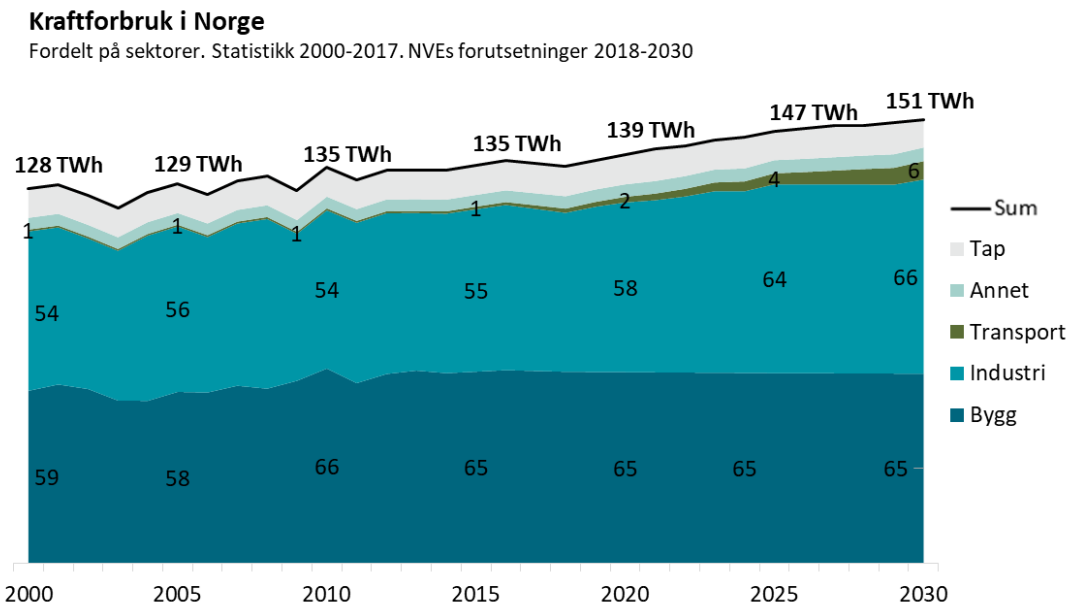
Totalt sett antar NVE at nordisk kjernekraftproduksjon vil holde seg på et stabilt nivå mellom 2018 og 2030.

Nordisk kraftforbruk øker

Forbruket i Norden har sunket i alle land unntatt Norge de siste ti årene. Likevel er det i NVEs analyse lagt til grunn at forbruket i Norden øker fra 400 TWh i 2018 til 438 TWh i 2030. Økningen kommer som følge av antatt vekst i industrien, elektrifisering av transport og store datasentre. Disse trendene gjelder alle de nordiske landene.

NORSK KRAFTFORBRUK I STERK VEKST

Framskrivningene av kraftforbruk i Norge er basert på NVE-rapporten «Strømforbruk i Norge mot 2035»[12]. NVE har valgt å fordele forbruket på fem hovedgrupper: Industri, transport, bygg, tap i strømnettet og annet. Rapporten anslår at kraftforbruket i Norge øker fra 135 TWh i 2018 til 151 TWh i 2030. Dette er 5 TWh mer sammenlignet med fjorårets analyse, hovedsakelig drevet av en forutsetning om høyere forbruk innenfor norsk industri.



Figur 11: I NVEs analyse er forbruket i Norge delt i fem kategorier: bygg, industri, transport, tap og annet. Det er kategorien industri som øker mest på grunn av økt petroleumsforbruk og datasentre. Kategorien transport har også en betydelig økning på grunn av elektrifisering av denne sektoren. Kilde: NVE

ØKENDE BYGNINGSAREAL OPPVEIES AV ENERGIEFFEKTIVISERING

Basert på befolkningsframskrivingene til SSB fra 2016[13], er det forventet at folketallet vil øke fra 5,2 til rundt 6 millioner nordmenn i 2030. Isolert sett ville dette ha bidratt til økt kraftforbruk i Norge på grunn av flere husholdninger og tjenestebygg, men NVE forventer samtidig at bygninger vil bli mer energieffektive og at elektriske apparater vil bli bedre. Med bakgrunn i disse forutsetningene antar NVE konstant kraftforbruk i byggsektoren i Norge.

12 http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_43.pdf

13 https://www.ssb.no/befolkning/artikler-og-publikasjoner/neste-millionpassering-blir-trolig-den-raskeste

ØKT STRØMFORBRUK I NORSK INDUSTRI

Flere bedrifter har planer om investeringer i nye anlegg og utvidelser av eksisterende anlegg de kommende årene. Innenfor kraftintensiv industri er det største enkeltprosjektet en utvidelse av pilotanlegget til Hydro Karmøy med et fullskalaanlegg. Dersom dette prosjektet blir realisert, innebærer det en forbruksøkning på 4 TWh/år. Også andre produsenter av aluminium eller andre metaller vurderer utvidelser i sine anlegg, som Boliden i Odda eller Hydro på Husnes.

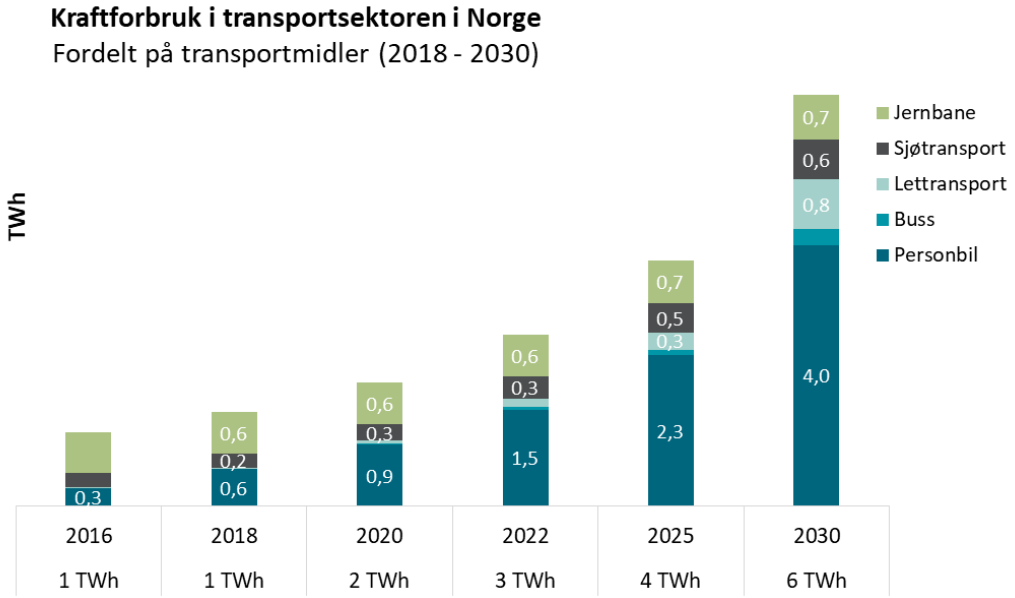
I tillegg ligger det an til en betydelig vekst i etterspørselen etter elektrisitet i petroleumsnæringen, hvor strømforbruket vil øke fra om lag 8 TWh i 2018 til 13 TWh i 2030. Dette gjelder for eksempel det nye oljefeltet på Utsirahøyden og det eksisterende Trollfeltet. Det finnes også planer for en utvidelse av gassanlegget på Nyhamna, noe som vil øke forbruket.

Det finnes mange planer om datasentre i Norge, og siden i fjor er det vedtatt å bygge sentre både på Follum i Hønefoss og i Mo i Rana. Samtidig er usikkerheten mot 2030 stor, og NVE har lagt til grunn et totalforbruk fra datasentre på i underkant av 3 TWh i 2030. Dersom noen av de større planene blir vedtatt, vil dette være et forsiktig anslag.

Totalt sett antar NVE at kraftforbruket i industrien øker med omtrent 12 TWh fra 2018 til 2030.

ELEKTRIFISERING AV TRANSPORT GIR 5 TWH FORBRUKSVEKST I NORGE

Norge har i flere år hatt en markant økning i bruk av elektriske kjøretøy, og NVE forventer at denne trenden vil fortsette. I kommende år antas det at også ferjer, busser og tungtransport vil bli elektrifisert i større grad. Totalt sett anslår NVE at kraftforbruket innen transportsektoren øker fra i overkant av 1 TWh i 2018 til 6 TWh i 2030.

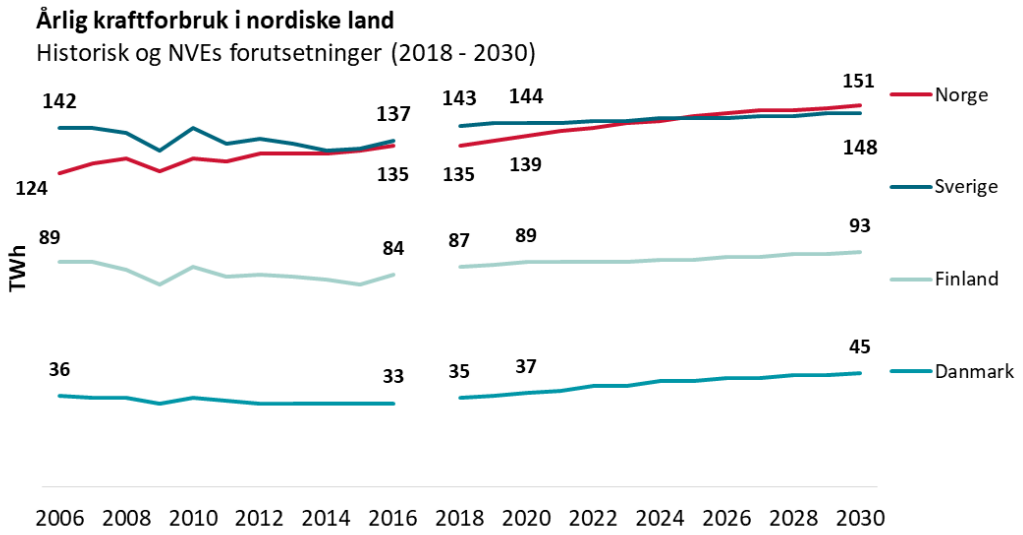


Figur 12: Elektrifisering av persontransport en den viktigste driveren bak økt strømforbruk i transportsektoren i Norge frem mot 2030. Kilde: NVE

En viktig årsak til den pågående kraftige økningen er avgiftsfritak for bruk av elektriske kjøretøy. I tillegg skjer det en betydelig utvikling innen batteriteknologi, noe som både gir kjøretøyene større rekkevidde og samtidig holder kostnadene nede. Det må likevel poengteres at utviklingen innen elektrifisering av transport er avhengig av politikk og teknologi, og det er derfor et stort utfallsrom.

Transport og datasentre driver forbruksveksten i Norden

Forbruksframskrivningene i de andre nordiske landene er basert på offentlig kjent informasjon i nasjonale planer og framskrivninger. Sammenlignet med i fjor, er det antatte kraftforbruket i 2030 økt med 6 TWh i Sverige og 2 TWh i Danmark. I våre naboland er det særlig to drivere for veksten i kraftforbruk: elektrifisering av transport og datasentre.



Figur 13: NVE forutsetter at forbruket øker i alle de nordiske landene fram mot 2030. Økningen er prosentvis størst i Danmark, men i TWh er det Norge som øker mest. I Norge baserer en god del av økningen seg på gunstige forhold innen industri.

SVERIGE

Etter flere år med nedgang i svensk treforedlingsindustri, har kraftforbruket i denne sektoren begynt å øke igjen. Energimyndigheten anslår i sin korttidsprognose at denne veksten vil fortsette til 2020[14]. Etter 2020 vil veksten innenfor svensk industri være drevet av utviklingen av datasentre. Både Facebook og Amazon planlegger store datasentre, i tillegg en rekke mindre prosjekter. NVE har antatt en økning på 3 TWh fra datasentre i Sverige frem mot 2030, og en økning på 1 TWh i øvrig industri.

Når det gjelder transport, har elektrifiseringen i Sverige gått saktere enn i Norge på grunn av en sterkere satsing på biodrivstoff. Samtidig anslår både Energikommisionen og IEA Nordic EV Outlook[15] at bruk av elektrisitet til veitransport vil vokse mye fremover. Anslagene på hvor fort overgangen til strøm vil gå spriker, men NVE har lagt til grunn en forbruksvekst i transportsektoren på omtrent 2 TWh fra 2018 til 2030.

14 https://www.regeringen.se/4a024d/contentassets/1996569dcb2844869fc319b35a3ba4f1/sou-2017_kraftsamling-for-framtidens-energi.pdf

15 https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NordicEVOutlook2018.pdf

Med disse forutsetningene øker det svenske kraftforbruket fra 143 TWh i 2018 til 148 TWh i 2030. Dette er en økning på 6 TWh fra fjorårets analyse.

DANMARK

Danmark har et kraftforbruk som er en fjerdedel av Norges til tross for en like stor befolkning. Den ene årsaken til dette er fraværet av kraftintensiv industri, og det andre skyldes at varmebehovet i stor grad blir dekket fra fjernvarme. Energinet.dk sier i sine framskrivninger at kraftforbruket i Danmark vil øke mye mot 2030[16].

De peker på at mer utbredt bruk av varmepumper i fjernvarmenettet vil bidra til rundt 2 TWh høyere kraftforbruk fra i dag til 2030. Dessuten har de lagt til grunn at det vil være mellom 400 000 og 800 000 elbiler i Danmark, som bidrar med et kraftforbruk på 3 TWh. Elektrifiseringen av flere jernbanestrekninger bidrar med ytterligere 1,5 TWh.

Dessuten har flere store aktører innenfor datalagringssentre etablert seg i Danmark, og Apple har planer om å bygge sitt andre datasenter i landet. Energinet.dk har lagt til grunn et forbruk på rundt 4 TWh i 2030 mot 1 TWh i dag. Totalt sett har NVE lagt til grunn Energinet.dk sine framskrivninger mot 2030. Dette gir en forbruksøkning fra 35 til 45 TWh, som tilsvarer en prosentvis vekst på 30 prosent. Dette er i tråd med fjorårets analyse.

FINLAND

NVEs forutsetninger for fremtidig kraftforbruk i Finland baserer seg på den finske energi- og klimastrategien mot 2030, som ble lansert i 2016. Denne legger til grunn et økt kraftforbruk innenfor industri og tjenesteytende sektor på totalt 8 TWh mellom 2016 og 2030. De detaljerte forutsetningene bak framskrivningene er ikke kjent, men NVE har antatt at dette skyldes en kombinasjon av vekst i Finlands store treforedlingsindustri og etablering av datalagringssenter.

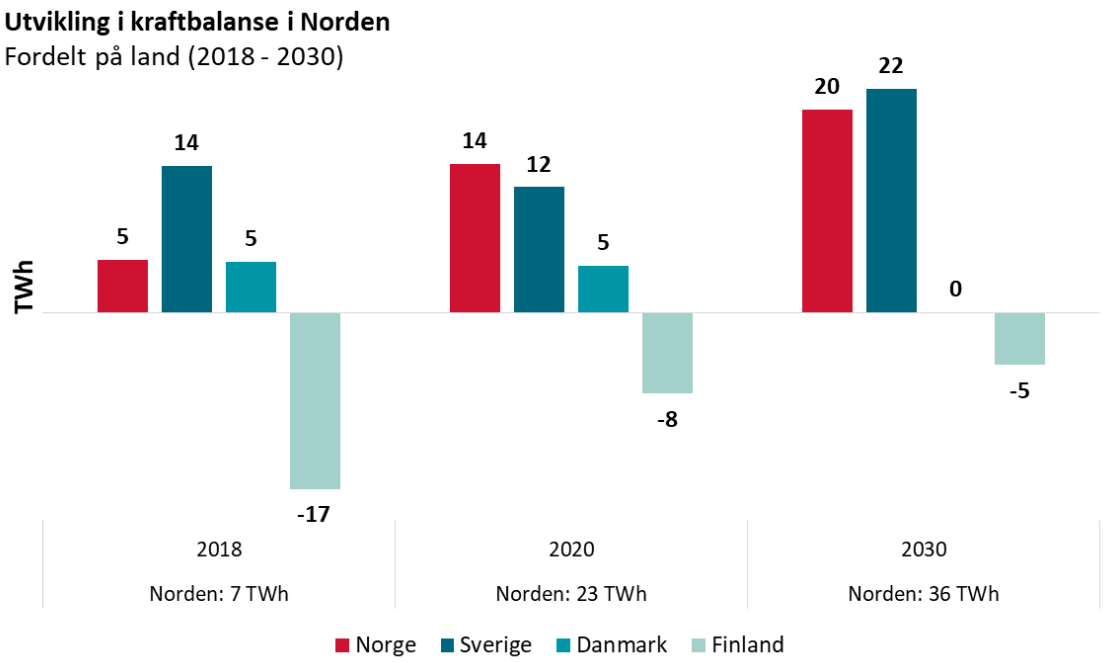
I tillegg er det antatt en svakere vekst innenfor elektrisk transport enn i de andre nordiske landene, med en økning på under 1 TWh fra 2018 til 2030. Som i Norge er det lagt til grunn at husholdningenes forbruk holdes konstant, da befolkningsvekst blir veid opp av mer energieffektive boliger.

Totalt sett har NVE lagt til grunn at det finske kraftforbruket øker fra 87 TWh i 2018 til 93 TWh i 2030.

[16] https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsaetninger/Analyseforudsaetninger-2017

Kraftoverskuddet i Norden femdobles fra 2018 til 2030

NVEs analyser tilsier at både kraftproduksjon og -forbruk øker i Norden fram mot 2030. Produksjonen øker mer enn forbruket, noe som gir et økende kraftoverskudd. Dette er i tråd med fjorårets analyser. I årets analyser øker kraftoverskuddet i Norden fra 7 TWh i 2018 til 36 TWh i 2030 i et normalt værår, mot 27 TWh i fjorårets analyse i 2030.



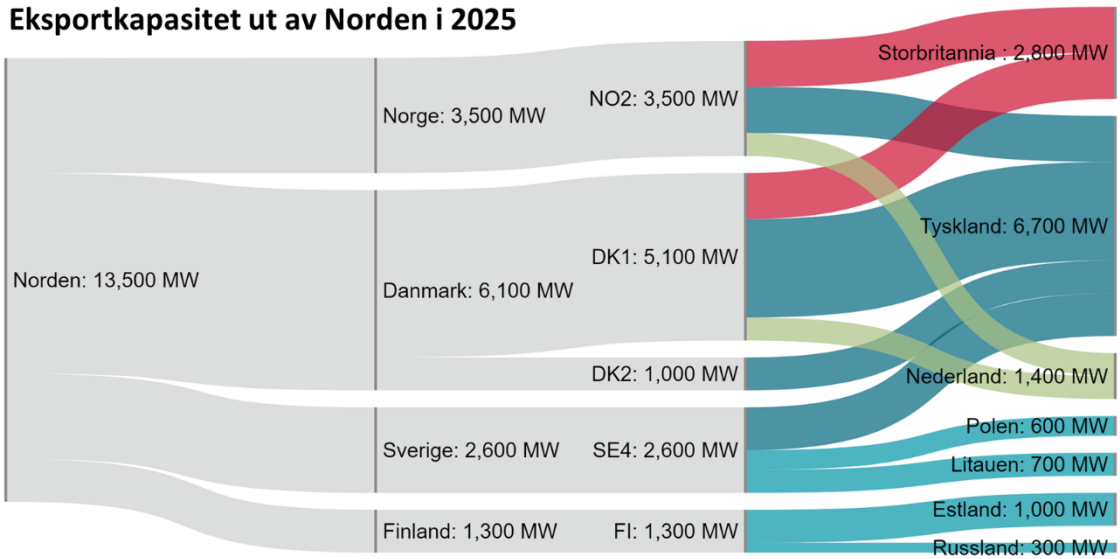
Figur 14: Kraftbalansen i Norden øker i NVEs analyse med 29 TWh fra 2018 til 2030.

I analysene er det Norge som står for den største økningen i kraftoverskudd frem til 2030. Grunnen er antagelsen om høy utbyggingstakt innen vindkraft og økt tilsig til vannkraftverk. Sverige har i dag det største kraftoverskuddet i Norden, men i årene framover er det lagt til grunn at økt vindkraftproduksjon motvirkes av nedstenging av kjernekraftreaktorer. Det svenske kraftoverskuddet vil derfor ikke øke i like stor grad som det norske mot 2030. I Danmark antas det at kraftoverskuddet synker mot 2030 som følge av en kraftigere forbruksvekst enn i de øvrige nordiske landene. Finland er i dag et underskuddsområde. NVE antar at dette også vil være situasjonen i 2030. Økt kjernekraftproduksjon gjør likevel at underskuddet reduseres fra 17 TWh i 2018 til 5 TWh i 2030.

For Norden som helhet legger NVE til grunn at kraftsystemet får en større andel uregulerbar kraftproduksjon i 2030 sammenlignet med i dag. Et slikt system er i stor grad væravhengig. For å sikre at det er nok energi og effekt i enkeltperioder, vil det være nødvendig å ha et større kraftoverskudd eller mer overføringskapasitet enn i et kraftsystem som har mer brenselsbasert, regulerbar produksjon.

Utvekslingskapasiteten mot Europa nær tredobles

Som i de to foregående års analyser forventer NVE at utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa vil øke fram mot 2025. Nordisk nettutviklingsplan fra 2017[17], utarbeidet av Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid og Energinet.dk, gir en detaljert oversikt over hvilke prosjekter som er forventet innad og ut av Norden.



Figur 15: Alle nordiske land utenom Finland planlegger å bygge mer nett mot resten av Europa mot 2025. Kapasitetsøkningen går fra Norge, Sverige og Danmark til Nederland, Tyskland og Storbritannia. Eksportkapasiteten fra Norden idag er rundt 5000 MW.

Enkelte kabler, som NordLink mellom Norge og Tyskland, og North Sea Link mellom Norge og Storbritannia, er allerede under bygging og NVE forventer at disse skal være i drift i henholdsvis 2020 og 2021. Totalt antar NVE at utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa vil øke fra 5200 MW i 2018 til 13500 MW i 2025. Av dette utgjør North Sea Link og Nord Link 1400 MW hver. Mellom 2025 og 2030 har ikke NVE forutsatt at det bygges noen nye mellomlandsforbindelser mellom Norden og resten av Europa.

En annen grunn til at utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa øker i årene som kommer, er at det er inngått en avtale mellom Danmark og Tyskland om å sikre en minimumskapasitet mellom landene. Tyskland har tidligere begrenset importkapasiteten fra Danmark i perioder med høy vindkraftproduksjon i Nord-Tyskland. I 2018 er det antatt en tilgjengelig overføringskapasitet på 700 MW, som stiger til 1100 MW i 2020. Fra og med 2025 er det forutsatt at kapasiteten på eksisterende overføringskabler kan benyttes fullt ut, men dette er en usikker antakelse. Mellom 2020 og 2025 er det planlagt flere investeringer i vekselstrømsforbindelsene mellom Jylland og Nord-Tyskland, som er antatt å øke den maksimale overføringskapasiteten til 3000 MW.

[17] http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Nyheter%20-%20vedlegg/Nyheter%202017/Nordic%20Grid%20Deleopment%20Plan%202017.pdf

3: KULL-, GASS- OG CO_2-PRISER

Kraftprisen i Norge bestemmes i stor grad av værforhold og prisene på kull, gass og CO_2. I perioder med mye regn eller vind vil kraftprisen gå ned fordi tilgangen på kraft med lave produksjonskostnader øker. Motsatt stiger prisen når det er vindstille eller mindre nedbør.

Over tid er det imidlertid prisene på kull, gass og CO_2 som har størst påvirkning på det norske kraftprisnivået. Dette henger sammen med at mange land i Europa produserer strøm basert på gass eller kull, og Norge er en del av det europeiske kraftmarkedet via overføringsforbindelser til Sverige, Danmark og Nederland. Hvis for eksempel prisen på CO_2 øker, blir det dyrere å produsere strøm i land med kull- og gasskraftproduksjon og kraftprisen går opp. Da blir det mer attraktivt for land som Norge å selge strøm dit, og kraftprisen går opp også her. Generelt øker kraftprisen i Norge med 0,5 til 1 øre/kWh dersom CO_2-prisen øker med 1 €/tonn.

NVE forutsetninger om kull-, gass- og CO_2-priser tar utgangspunkt i variasjonen i markedspriser som er observert historisk. De antatte prisene på CO_2 og gass i årets analyse er på nivå med forutsetningene fra fjoråret. Kullprisforutsetningene er imidlertid justert opp og det er lagt til grunn et større utfallsrom. Det oppdaterte utfallsrommet gir en bedre representasjon av usikkerheten i fremtidige kullpriser.

Tabell 1: Tabellen viser oversikt over brenselsprisene i NVEs kraftmarkedsanalyse (reell – 2018).

Brenselspriser i NVEs analyse									
	Kull ($/tonn)			*Gass (€/MWh)*			*CO2 (€/tonn)*		
	Lav	**Basis**	**Høy**	**Lav**	**Basis**	**Høy**	**Lav**	**Basis**	**Høy**
2020	60	74	90	16	18	19	1	6	12
2022	58	74	93	15	17	20	1	8	19
2025	55	74	95	14	17	21	1	10	25
2030	50	75	100	12	17	21	1	15	40

Kullmarkedet: Klimapolitikk kan få økt betydning på lang sikt

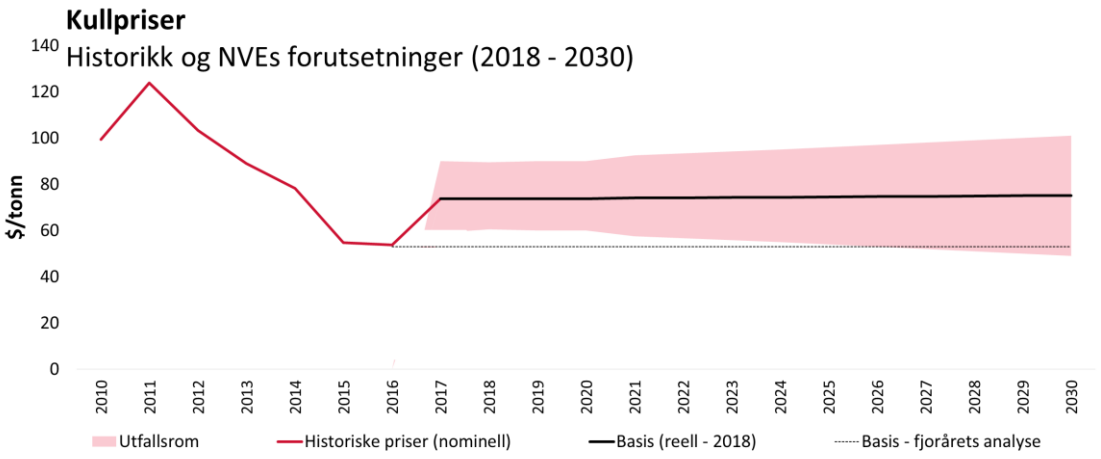
Siden begynnelsen av 2000-tallet har kinesisk økonomisk vekst bidratt til en betydelig økning i det globale kullforbruket. Den økonomiske ekspansjonen i Kina har gjort at landet nå har rundt halvparten av verdens kullforbruk, og rundt halvparten av verdens kullutvinning.

På 2010-tallet har den globale etterspørselsveksten flatet ut, og fra 2015 til 2016 falt kullforbruket i verden med 2 prosent. Tiltak for å bedre luftkvaliteten i Kina, økt produksjon av skifergass i USA og minstepris på CO_2-utslipp i Storbritannia er de viktigste grunnene til nedgangen. Fra 2016 til 2017 økte imidlertid verdens kullforbruk med 3 prosent. India, Korea og Kina utgjør den største andelen av økningen, mens det ble brent mindre kull i Tyskland og USA i 2017 enn året før.

IEA antar i sin analyse av kullmarkedet til 2022 at kulletterspørselen vil holde seg på dagens nivå i årene som kommer[18].

PRISDRIVERE I KULLMARKEDET

Fra 2011 til 2015 halverte kullprisen seg i takt med nedgangen i oljepris. Utflatingen i global etterspørsel og reduserte transportkostnader for kull var blant drivkreftene bak prisnedgangen. Siden 2016 har prisene gått opp igjen. Ifølge IEA har økt kinesisk importbehov bidratt til høyere kullpriser internasjonalt.



Figur 16: Gjennomsnittspris på kull per år og NVEs forutsetninger i årets analyse. Kilde: SKM/NVE

Fremtidig kulletterspørsel er følsom for økonomiske konjunkturer og klima- og miljøpolitikk globalt, men IEA mener kullforbruket vil holde seg på dagens nivå i årene som kommer. Med bakgrunn i dette har NVE lagt til grunn at kullprisen kan variere mellom 50 og 100 $/tonn frem mot 2030 og i basisscenarioet er den 75 $/tonn i 2030.

Det som i størst grad kan utfordre denne antakelsen er et betydelig skifte i etterspørselen etter kull. En større reduksjon i globalt kullforbruk kan gi lavere priser, og motsatt kan økt etterspørsel føre til at dyrere kullforekomster etterspørres og at prisen dermed går opp.

[18] https://www.iea.org/topics/coal/

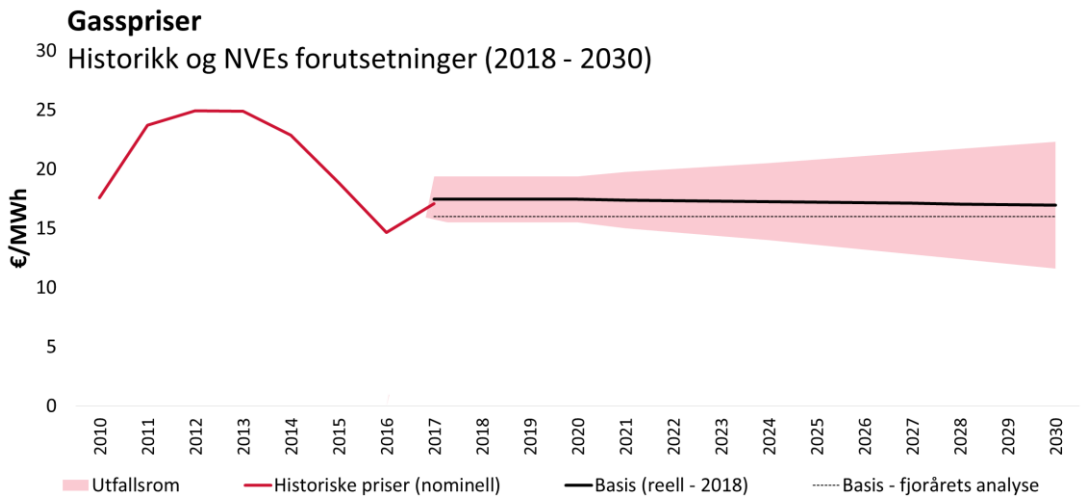
Gassmarkedet: Mer global handel

Gass brukes i industrielle prosesser, kraft- og varmeproduksjon og til en viss grad transport. Ifølge IEA vil gassforbruket øke i årene som kommer, og energiforbruket fra gass vil være omtrent på nivå med kull i 2022. Sentrale drivere bak denne framskrivingen er lavere priser, høy produksjon og gassens rolle i å forbedre luftkvalitet og redusere klimagassutslipp fordi gasskraft kan erstatte kullkraft[19].

PRISDRIVERE I GASSMARKEDET

Gass som forbrukes i Europa kommer først og fremst via rørledninger fra Norge, Russland og Algerie. Å transportere gass via rørledninger er billigere enn som flytende naturgass (LNG), men samtidig mindre fleksibelt fordi en er bundet til rørinfrastrukturen. Den globale handelen med LNG har økt de siste årene, og forventes å øke videre fordi USA og Australia øker sin eksportkapasitet. Samtidig har mange europeiske land satt i drift og planlegger nye mottaksterminaler for LNG[20]. I Europa er handel via rørledningene fremdeles viktig, men på sikt kan global LNG-handel komme til å spille en større rolle også i det europeiske gassmarkedet.

Siden 2014 har gassprisen i Europa gått ned og de siste fire årene har den vært rundt 15-20 €/MWh. Det har bidratt til at gasskraft er mer konkurransedyktig med kullkraft, og gassforbruket i kraftproduksjon har gått opp siden 2016.



Figur 17: Gjennomsnittspris på gass per år og NVEs priser i årets analyse. Kilde: SKM/NVE

I årets kraftmarkedsanalyse har NVE et utfallsrom på gasspriser til 2030 på 12-22 €/MWh. I basisscenarioet er gassprisen 17,5 €/MWh i utgangsåret.

[19] https://webstore.iea.org/market-report-series-gas-2017

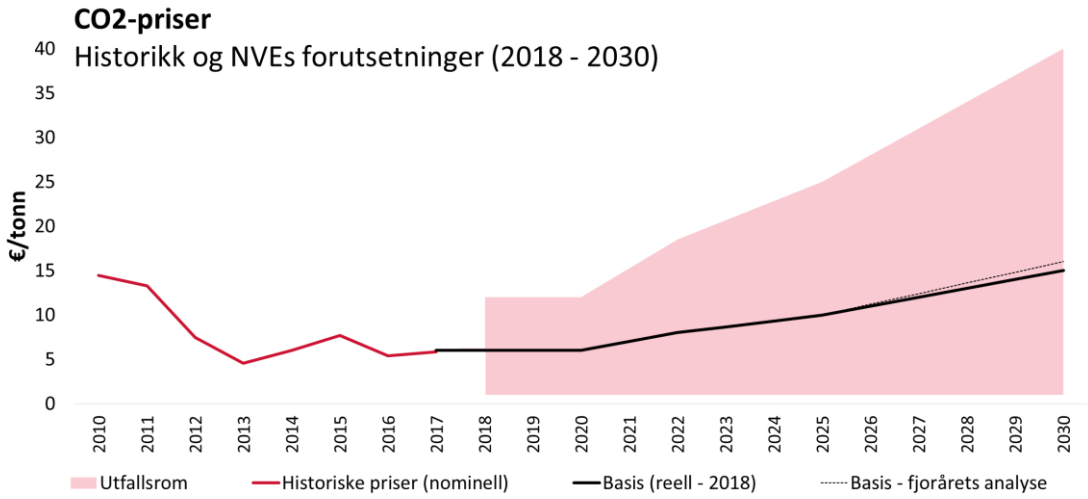
[20] https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152

CO_2-markedet: Innstramming på 2020-tallet

EU har siden 2005 hatt et kvotehandelssystem der det settes et tak på maksimalt tillatte utslipp fra industri og kraftproduksjon i Europa. Norge er en del av dette systemet gjennom EØS-avtalen. For at den globale oppvarmingen ikke skal overstige mer enn 2 grader fram mot 2050, er det mest kostnadseffektivt å innføre tiltak så tidlig som mulig. Dette innebærer blant annet en langsiktig omlegging av energisystemene der fossil kraftproduksjon gradvis skal fases ut. EUs kvotehandelssystem (EU-ETS) for klimagassutslipp er det viktigste virkemiddelet for å få oppnå dette.

PRISDRIVERE I CO_2-MARKEDET

De siste årene har kvoteprisen vært rundt 5 €/tonn. De lave prisene henger sammen med et overskudd av kvoter som har bygget seg opp siden 2009. For å øke kvoteprisen vedtok EU våren 2018 regelverk som midlertidig trekker kvoter ut av CO_2-markedet. I tillegg vil det på 2020-tallet utstedes færre kvoter per år. Til sammen gir disse tiltakene til et press på CO_2-prisen, og de har allerede bidratt til at kvoteprisen har gått opp. Høsten 2018 er CO_2-prisen 4-5 ganger så høy som gjennomsnittsprisen for 2017.



Figur 18: NVE har antatt stigende CO2-pris mot 2030 i basisscenarioet. Det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige CO2-priser, noe utfallsrommet skal representere. Kilde: SKM/NVE

Utfallsrommet i NVEs CO_2-prisbane gjenspeiler at det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige CO_2-priser. I lavscenarioet er prisen symbolsk på 1 €/tonn, mens den i høyscenarioet er på 40 €/tonn.

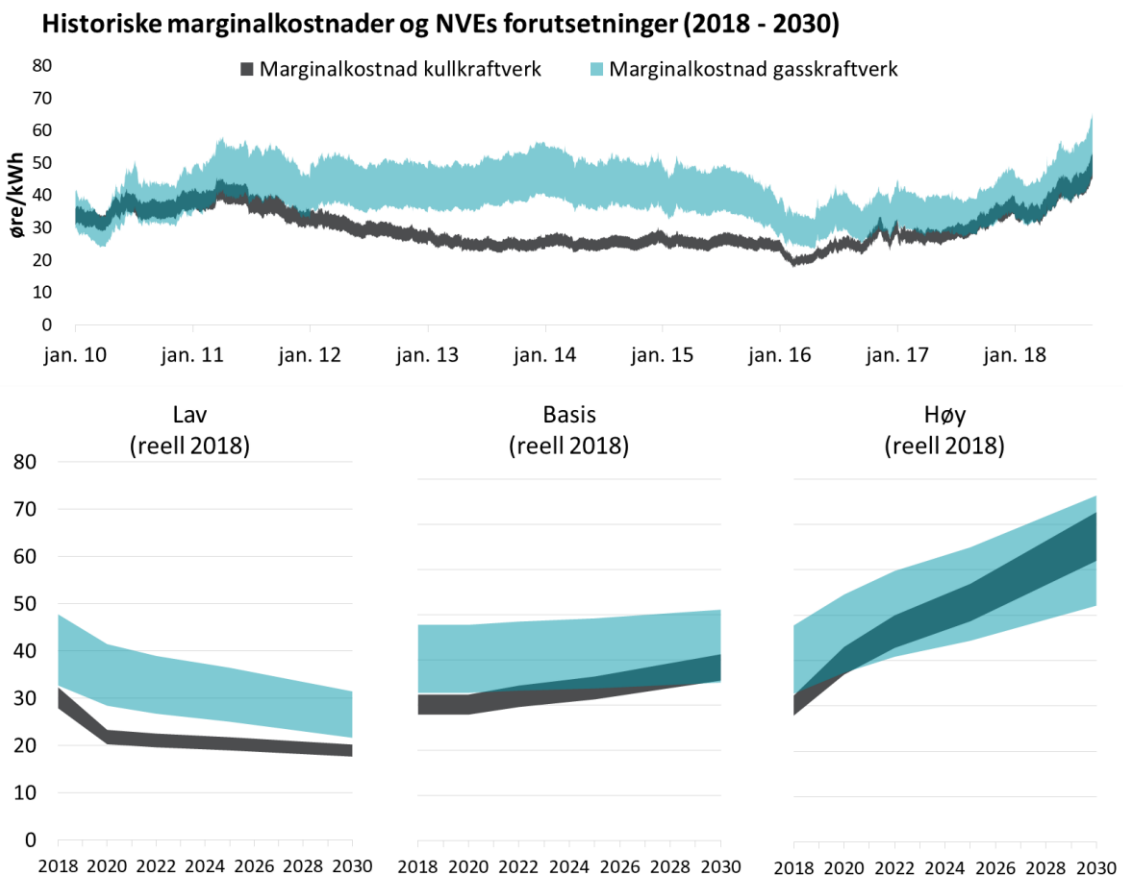
Det er flere langsiktige drivere som kan gi betydelig høyere eller lavere CO_2-priser enn i dag. De vedtatte tiltakene som skal bidra til høyere CO_2-priser på 2020-tallet, kan virke mer effektivt enn ventet. Samtidig kan de utfordres av flere forhold. Utbygging av fornybar kraftproduksjon reduserer behovet for fossil kraftproduksjon, og dermed CO_2-utslippene. Strengere regulering av kullkraftverk når det gjelder partikkelutslipp kan gi mindre europeisk kullkraftproduksjon. I tillegg påvirkes klimagassutslipp av økonomisk utvikling. I høykonjunktur er gjerne industriproduksjonen høy, noe som gir høyere CO2-utslipp. Motsatt, som etter finanskrisen i 2008, synker utslippene dersom aktivitetsnivået i økonomien går ned.

Gass blir mer konkurransedyktig med kullkraft

Kostnadene knyttet til å produsere kull- og gasskraft avhenger av flere faktorer. Innsatsfaktorene i produksjonen er kull og gass, pluss at CO_2-utslippene må kompenseres for ved innkjøp av CO_2-kvoter. Prisene på kull, gass og CO_2 påvirker dermed hvor mye det koster å produsere kraft basert på disse brenslene.

Effektiviteten i kraftverkene har også stor påvirkning på produksjonskostnaden. Kraftverk med lav virkningsgrad trenger mer brensel for å produsere samme mengde elektrisitet som kraftverk med høy virkningsgrad.

Hvor mye klimagasser som slippes ut i forbindelse med kraftproduksjon, påvirker hvor følsomme produksjonskostnadene er for CO_2-prisen. Generelt har kullkraftverk rundt dobbelt så høye CO_2-utslipp som gasskraftverk. Det betyr at en økning i CO_2-prisen øker produksjonskostnadene i begge kraftverkstypene, men mest i kullkraftverk. Dersom CO_2-prisen er høy nok, kan gasskraft utkonkurrere kullkraft.

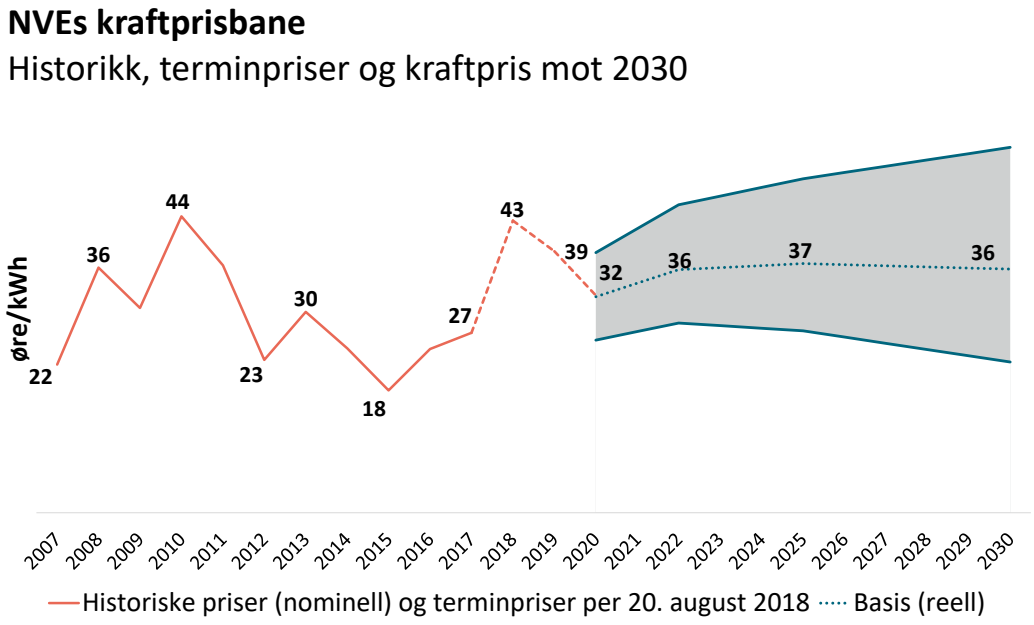


Figur 19: Historisk har kullkraft hatt lavere produksjonskostnader enn gasskraftverk. I NVEs analyse er effektive gasskraftverk konkurransedyktig med kullkraft i slutten av analyseperioden i basisscenarioet. Kilde Syspower/NVE.

De siste årene har de fleste kullkraftverk hatt lavere produksjonskostnader enn gasskraftverk. Det henger sammen med lave kullpriser, høye gasspriser og en lav CO_2-pris. I 2017 gikk gassprisen noe ned og kullprisen opp. Det bidro til at kraftproduksjon i de mest effektive gasskraftverkene har vært lønnsom og dermed har gasskraftproduksjonen økt.

4: Kraftpriser i Norge mot 2030

I NVEs analyser beregnes kraftprisene for et normalår og fra et startpunkt i 2020. Dette kan gi avvik fra dagens observerte priser. Årets analyser viser at kraftprisen i Norge kan stige fra 32 øre/kWh i 2020 til 36 øre/kWh i 2030. Prisstigningen skyldes forutsetningen om høyere CO_2-priser og idriftsettelsen av de to planlagte kablene til Storbritannia fra Norge og Danmark. På tross av en stigende CO_2-pris i hele perioden, bidrar økt fornybarproduksjon i Europa og et større kraftoverskudd i Norden til at gjennomsnittsprisene er stabile fra 2022 og ut analyseperioden.



Figur 20: NVEs kraftprisbane mot 2030 viser økende priser fra 32 øre/kWh i 2020 til 36 øre/kWh i 2030. Prisbanen er løftet fra fjorårets analyse, men prisstigningen i analyseperioden er mindre.

Fjorårets analyse viste en økning fra 24 til 30 øre/kWh i samme periode. Med et høyere startpunkt er kraftprisen høyere i hele analyseperioden, men selve prisøkningen er lavere enn i fjorårets analyse. Hovedårsaken til at årets analyse gir høyere kraftpriser skyldes antakelsen om høyere kullpriser gjennom hele analyseperioden.

Etter hvert som kull fases ut av den europeiske kraftmiksen, blir produksjonskostnaden for gasskraftverk viktigere for prisnivået i Europa, og dermed også for norske kraftpriser. Siden gasskraft har lavere utslipp enn kull, vil en økning i CO_2-prisen ha mindre å si for kraftprisen i Norge på lang sikt.

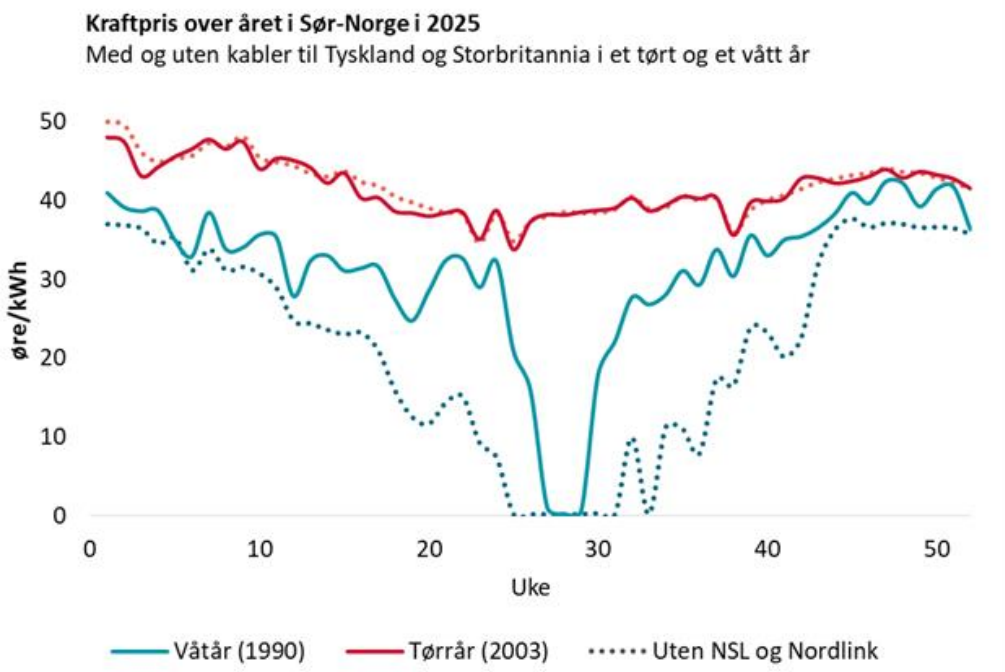
I årets analyse ligger NVEs kraftprisbane mellom 22 og 54 øre/kWh i 2030, avhengig av hvilke forutsetninger på brensels- og CO_2-priser som legges til grunn. Dette er tilnærmet det samme utfallsrommet som i fjorårets analyse. I analysen er det ikke tatt hensyn til at fornybarutbyggingen i et høyprisscenario ville blitt høyere og dempet prisøkningen. I motsatt tilfelle med lave kraftpriser ville den markedsbaserte utbyggingen av vind- og solkraft blitt mindre.

Utenlandskabler gir litt høyere kraftpris

I NVEs analyse er det lagt til grunn at begge kablene fra Norge til Tyskland og Storbritannia, NordLink og NSL, kommer i drift innen 2022. Ved å simulere basisdatasettet med og uten kabler i 2022, 2025 og 2030 kan den isolerte effekten av de to kablene i denne perioden estimeres. Det er et viktig poeng at realiseringen av de to kablene i seg selv har en påvirkning på utviklingen i kraftsystemet over tid.

For eksempel vil de to kablene til Tyskland og Storbritannia legge til rette for økt kraftproduksjon i Norge. Analysen tar ikke hensyn til at det sannsynligvis ikke ville vært plass til like mye kraftproduksjon i Norge uten at de to kablene realiseres. Den isolerte priseffekten av kablene er derfor usikker og avhenger i stor grad av hvilken kraftbalanse som legges til grunn i utgangspunktet.

I fjor beregnet NVE at kablene ville føre til en økning i kraftprisen på 1-2 øre/kWh i Sør-Norge i 2030. Årets analyse viser at de to utenlandskablene har en prispåvirkning på rundt 2-3 øre/kWh i 2030 i snitt for Norge, der prispåvirkningen er størst sør i landet. Sett over hele perioden øker kraftprisen med 1-2 øre/kWh i Midt- og Nord-Norge, og omtrent 3 øre/kWh i Sør-Norge.



Figur 21: Isolert sett vil de nye kablene til Tyskland og Storbritannia løfte kraftprisene i Norge med rundt 2-3 øre/kWh i NVEs analyse. Prisstigningen er høyest i våtår, mens kraftprisene kan falle i tørrår.

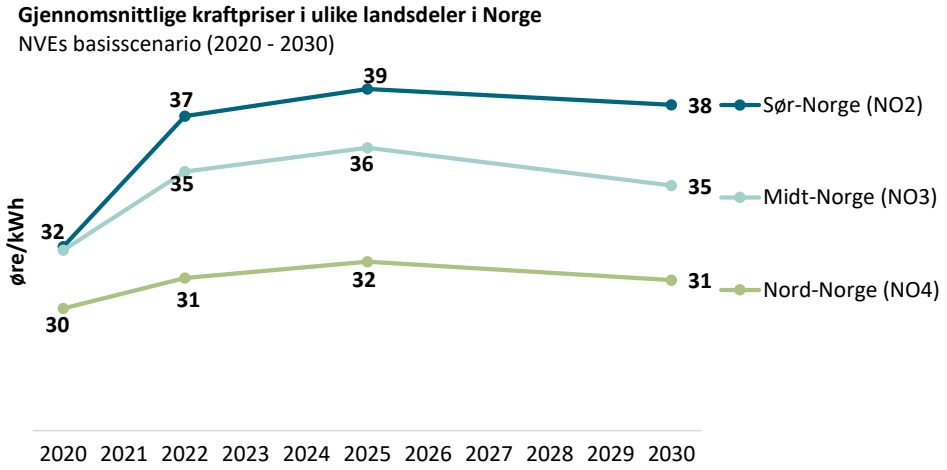
Endringene i den beregnede priseffekten av utenlandskabler henger sammen med antakelsen om et høyere kraftoverskudd i Norden i 2030 enn det som var lagt til grunn i fjor, spesielt på grunn av mer vindkraftutbygging.

Uten kablene til Tyskland og Storbritannia kan et våtår som i 1990 føre til nullpriser store deler av sommerhalvåret i Sør-Norge. Dette innebærer overløp og tilhørende flomtap i flere magasiner. Med kablene øker prisene i denne perioden, slik at gjennomsnittsprisen i dette året går opp med 9 øre/kWh. I et motsatt tilfelle, som tørråret 2003, kan kablene bidra til å redusere prisene i noen uker på vinteren, men reduksjonen i kraftprisen er mindre i tørrår enn økningen i våtår.

Økende prisforskjeller mellom Nord- og Sør-Norge

Fjorårets analyse viste at prisforskjellene internt i Norden økte frem mot 2030; det ble lavere priser i nord enn i sør. Bakgrunnen for prisforskjellene var forutsetningen om stor vindkraftutbygging i nord, økt utvekslingskapasitet mot Europa i sør og begrensede planer for interne oppgraderinger mellom nord og sør i Norge og Sverige.

Årets analyse peker i samme retning, men trenden er enda sterkere. Mens kraftprisen i Sør-Norge øker fra 2022, blir kraftprisen i Nord-Norge værende på et nivå på rundt 30 øre/kWh i hele analyseperioden mot 2030. Til og med 2025 er det en prisforskjell på 2 øre/kWh mellom Midt- og Sør-Norge, og 4-5 øre/kWh mellom Nord- og Midt-Norge. Kraftprisen i Nord-Norge er dermed 6-7 øre/kWh lavere enn i sør i snitt. Det er lagt til grunn at Statnett øker kapasiteten over Trondheimsfjorden (420 kV Åfjord-Snilldal) innen 2028, men det vil fortsatt være en flaskehals fra Midt-Norge og sørover.



Figur 22: NVEs analyse peker på at prisforskjellene internt i Norge vil stige som følge av mer utvekslingskapasitet mot Europa i sør og utbygging av vindkraft i nord.

Prisforskjellene mellom Sør- og Nord-Norge er størst midt på vinteren, og i våte år under sommerhalvåret. Mens kraftprisene i Sør-Norge løftes av høye pristopper på kontinentet og i Storbritannia, har Nord-Norge en langt flatere prisstruktur på vinteren. Under sommerhalvåret er det motsatt; mens Sør-Norge har muligheten til å eksportere kraftoverskuddet under vårsmeltinga, kan prisene i nord falle til et svært lavt nivå.

Akkurat hvor stor prisforskjellen blir mellom nord og sør avhenger av en rekke faktorer, som utbygging av vann- og vindkraft, etablering av nytt forbruk og ikke minst nettutviklingen i Norge.

I tillegg vil utviklingen i nettkapasiteten mellom Nord- og Sør-Sverige også påvirke prisforskjellene i Norge. Dette skyldes at det svenske nettet er mye sterkere enn det norske, og gjør at mye av overskuddet i Nord-Norge tar veien om Sverige. Dersom Sverige øker kapasiteten nord/sør, kan det bli mer relevant å øke kapasiteten mellom Nord-Norge og Midt-Norge til Sverige. I nordisk nettutviklingsplan for 2019 skal de nordiske transmisjonsnettoperatørene samarbeide i større grad enn før for å se på oppgraderinger internt i Norden. I denne sammenhengen vil den framtidige flaskehalsen mellom nord og sør bli analysert mer i detalj.

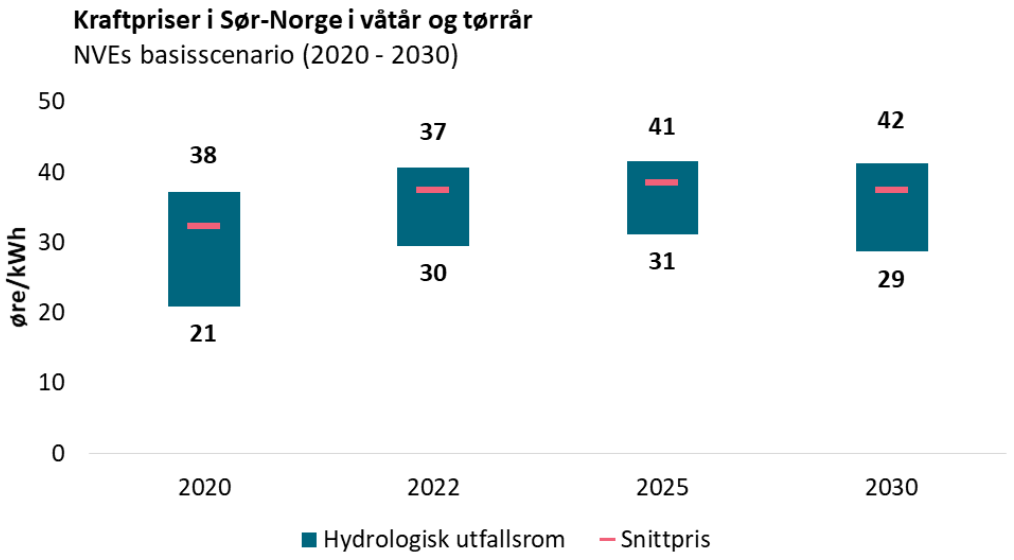
Mer nett og variabel kraftproduksjon påvirker kraftprisene

I tillegg til å analysere hvordan prisnivået i Norge utvikler seg på lang sikt, har NVE analysert hvordan kraftprisene varierer mellom ulike år, gjennom året og innad i uka. Analysen har de samme konklusjonene som i fjor:

- Det blir mindre prisforskjeller mellom våte og tørre år
- Den kortsiktige prisvariasjonen øker
- Endringene i prisvariasjonen er positivt for inntjeningen til regulerbar vannkraft, men gir en negativ påvirkning på uregulerbar vannkraft og solkraft med mesteparten av produksjonen på sommeren

MINDRE PRISFORSKJELLER MELLOM VÅTE OG TØRRE ÅR

Årets analyse viser de samme trendene for kraftprisvariasjonen mellom tørre og våte år som i fjor. På tross av større overskudd i Norden, bidrar økt utvekslingskapasitet fra Norden til resten av Europa til å utjevne prisforskjellene mellom tørre og våte år. I tørre år med høyt forbruk er det større muligheter for å importere billigere kraft fra eksempelvis Tyskland, der det gjerne kan være store overskudd i perioder med høy vindkraftproduksjon på vinterstid.



Figur 23: Prisforskjellen mellom tørre og våte år blir mindre når kablene til Tyskland og Storbritannia kommer i drift, men økende kraftoverskudd i Norden gjør at det hydrologiske utfallsrommet blir større igjen mot 2030.

I våte år gjør kablene det mulig å eksportere ut uregulerbar kraftproduksjon under vårsmeltingen, og bidrar til å løfte prisene fra et ellers lavt nivå. Effekten er spesielt tydelig fra 2022, når de to kablene fra Norge og Danmark til Storbritannia er antatt å komme i drift. Dette løfter prisene i våtår, og bidrar til en vesentligere lavere prisvariasjon mellom det tørreste og våteste året.

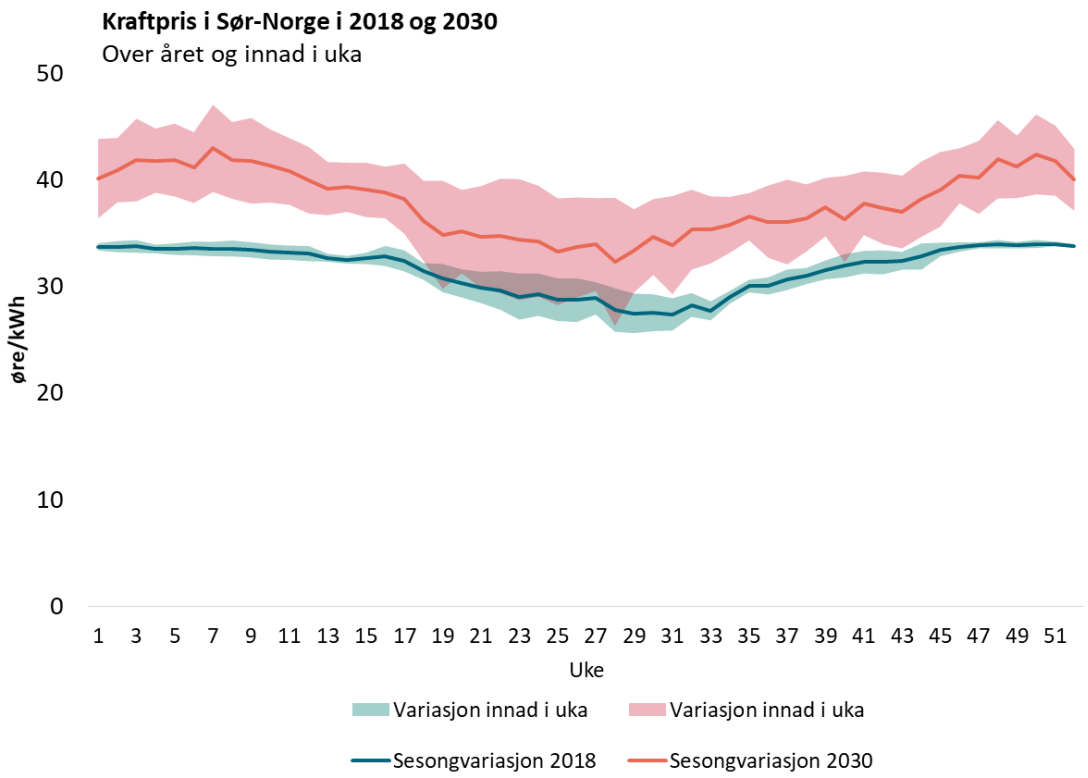
Mellom 2025 og 2030 begynner prisforskjellen mellom våte og tørre år å stige igjen. Dette skyldes et økende nordisk kraftoverskudd, uten at det bygges noen ny utvekslingskapasitet. I det våteste året har Norden en nettoeksport på hele 65 TWh, mot 37 TWh i et normalt år. Overskuddet fører til lave priser i sommerhalvåret.

Nord- og Midt-Norge blir mindre påvirket av utenlandskabler som følge av flaskehalser i nettet. I disse områdene holder prisvariasjonen mellom tørrår og våtår seg konstant gjennom perioden.

ØKT KORTSIKTIG PRISVARIASJON

Fjorårets analyse pekte på at den kortsiktige prisvariasjonen i Norge kommer til å øke med mer utvekslingskapasitet og mer uregulerbar kraftproduksjon. Med forutsetningen om enda større utbygging av uregulerbar kraft i Norden i årets analyse blir effekten på prisforskjellene innad i uka større.

Figuren under viser kraftprisen i Sør-Norge over året, med prisvariasjonen innad i uka (standardavviket) tegnet som et felt rundt gjennomsnittsprisen. I 2018 er den gjennomsnittlig prisforskjellen mellom dag og natt rundt 2 øre/kWh på vinteren, og noe høyere i sommerhalvåret.



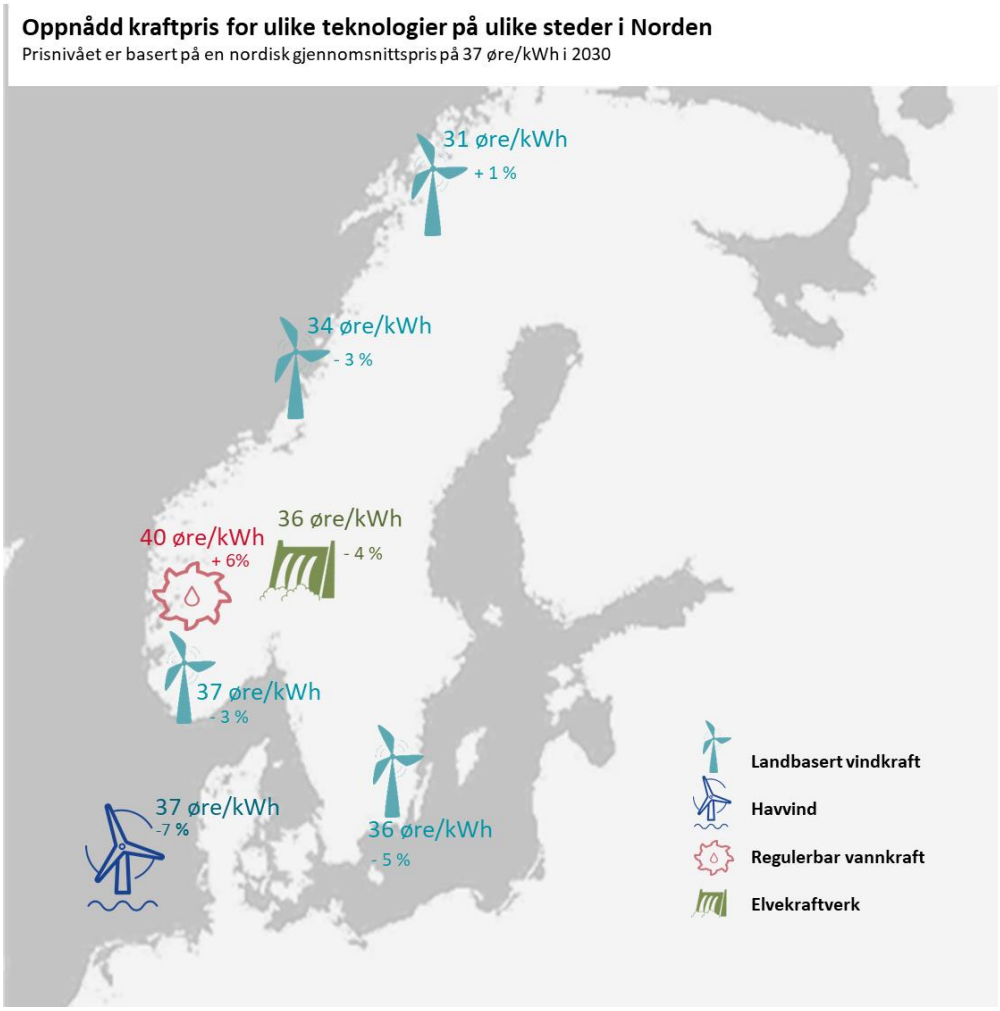
Figur 24: Prisvariasjonen innad i uka er forventet å stige kraftig som følge av flere kabler og økt uregulerbar kraftproduksjon i Norden. Dette vil gjøre det mer lønnsomt for regulerbar vannkraft å justere produksjonen hurtig opp og ned innad i døgnet og innad i uka.

I 2030 viser NVEs analyse at prisforskjellen mellom dag og natt vil kunne ligge på rundt 8 øre/kWh, både på sommeren og vinteren. Dette innebærer at Norge får høyere innslag av et prismønster som på kontinentet, og oftere tilfeller der prisen blir veldig høy eller veldig lav i enkelttimer. Isolert sett blir det mer attraktivt å kunne regulere produksjon og forbruk hurtig opp og ned for å tilpasse seg prisene. Dette kan ha betydning både for norske magasinkraftverk og fleksible forbrukere.

ØKT INNTJENING FOR REGULERBARE VANNKRAFTVERK

Prisvariasjonen er viktig for å si noe om inntjeningen av ulike produksjonsteknologier, siden større prisvariasjon vil gjøre det mer økonomisk gunstig å tilpasse produksjonen. NVE har analysert verdifaktoren for ulike produksjonsteknologier i Norge, og sett hvordan denne utvikler seg framover i tid. NVE definerer verdifaktoren som forholdet mellom prisen et kraftverk oppnår og gjennomsnittsprisen i det aktuelle området.

Analyseresultatene tyder på at regulerbar vannkraft, spesielt magasinkraftverk i Sør-Norge, kan oppnå en høyere relativ inntjening i 2030. Det motsatte er tilfelle for uregulerbar småkraft, elvekraft og solkraft. Vindkraften, med sin høye andel vinterproduksjon, blir i denne analysen i mindre grad påvirket av endringene i kraftmarkedet.



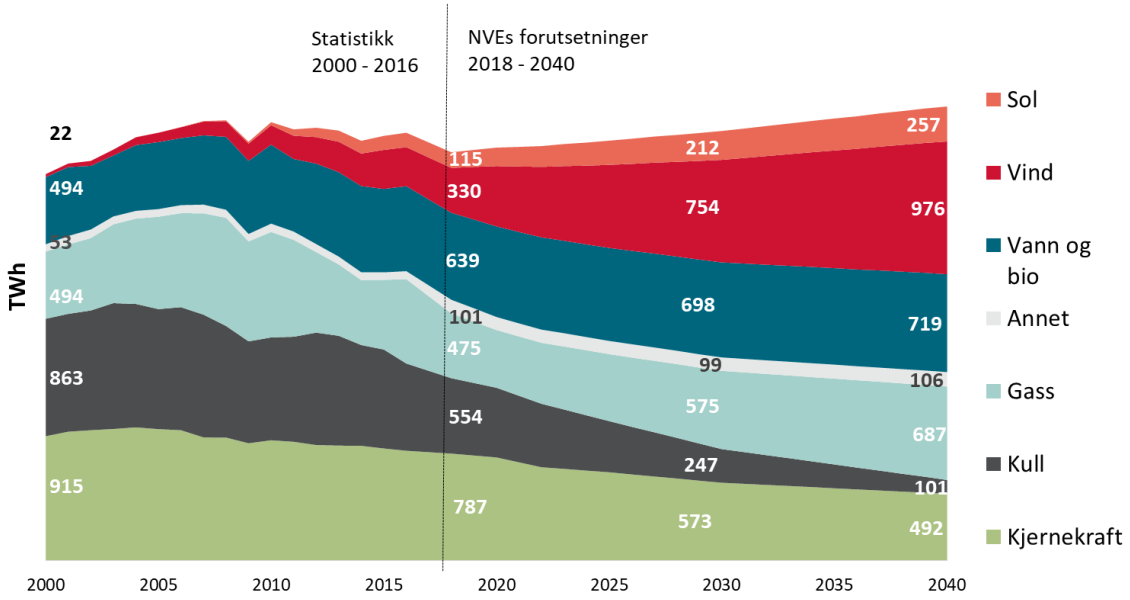
Figur 25: Oppnådd kraftpris for avhenger av prisen i området kraftverket ligger i, når på året det er mest produksjon og i hvilken grad det er mulig å tilpasse produksjonen til kraftprisvariasjoner. NVEs analyse viser at regulerbare vannkraftverk i Sør-Norge kan få 30 prosent høyere inntjening enn vindkraftverk i Nord-Norge. Det henger sammne med at prisforskjellene mellom Sør- og Nord-Norge blir større og at regulerbar vannkraft har best evne til å tilpasse seg variasjon i kraftpriser.

5: Utsikter mot 2040: Et mer væravhengig kraftsystem

Politiske signaler og markedsmessige forhold tilsier at fornybar energi vil ta en stadig større rolle også mot 2040, samtidig som andelen fossile brensler går ned. Usikkerheten om hvor mye fornybar kraftproduksjon som kommer, og hvordan det europeiske kraftsystemet er satt sammen på 20 års sikt er imidlertid stor. Paris-avtalen tilsier at politikken vil fortsette å fremme fornybar teknologi, men detaljert politikk for Europa er ikke skissert på 2030-tallet. I tillegg kan det skje endringer innen teknologiutvikling, noe som kan påvirke både kraftetterspørsel og produksjonssammensettingen i Europa.

NVE har i årets kraftmarkedsanalyse analysert effekten av hvordan mulige utviklingstrekk mot 2040 kan påvirke kraftsystemet. Beskrivelsen av det europeiske kraftmarkedet i 2040 tar utgangspunkt i trendene som dominerer mot 2030. Disse er så videreført mot 2040.

Statistikk fra Eurostat og NVEs forutsetninger om kraftproduksjon i Nord- og Vest-Europa (TWh)
Fra 2000 til 2040



Figur 26: Beskrivelsen av det europeiske kraftmarkedet i 2040 videreführer trendene som dominerer mot 2030.

Dette tilsier en ytterligere reduksjon av i kull- og kjernekraftproduksjon i Europa og mer uregulerbar kraftproduksjon fra sol- og vindkraft. I tillegg har NVE lagt til grunn en forbruksvekst i tråd med utviklingen mot 2030 og en videre utbygging av overføringsnett på tvers av landegrenser.

Vind- og solkraft erstatter kullkraft

En videreføring av trendene mot 2030 til 2040 betyr at vind- og solkraft utgjør over 50 prosent av installert kapasitet i NVEs datasett i 2040. Tilsvarende tall for 2018-datasettet er under 30 prosent.

Samtidig antar NVE at kullkraftens betydning i europeisk kraftproduksjon er minimal. Kull erstattes av investeringer i fornybare teknologier og høyere brukstid i gasskraftverk.

Det er mange usikre forutsetninger i en slik framskrivning. En av disse er om gasskraftproduksjonen øker, og i så fall hva slags type gasskraftverk det investeres i. Det er stor forskjell på egenskapene til ulike gasskraftverk. De største er gjerne utformet med tanke på å produsere jevnt over året, og kan erstatte energiproduksjonen fra kull- og kjernekraftverk. Mindre gasskraftverk kan imidlertid være mer fleksible, og er godt egnet til å sikre forsyningssikkerheten i perioder hvor det er lite vind- eller solkraftproduksjon. Denne type kraftverk opererer i konkurranse med batteriteknologi og forbrukerfleksibilitet.

Hva slags gasskraftteknologi som er mest lønnsom vil variere for ulike land. I Tyskland skal all kjernekraft fases ut, og det jobbes med planer for reduksjon av kullkraftproduksjon. Dette kan øke behovet for forutsigbar kraftproduksjon og gjøre det mer aktuelt med store, effektive gasskraftverk. Samtidig kan investeringer i fornybar energi med lave produksjonskostnader utfordre lønnsomheten for denne type kraftverk. I Storbritannia er de fleste kullkraftverkene allerede faset ut, men større avhengighet av vindkraft kan øke behovet for sikker forsyning i kortere perioder. Investeringer i små fleksible gasskraftverk kan derfor være en mer aktuell løsning der.

Et mer værdrevet kraftsystem utfordrer forsyningssikkerheten

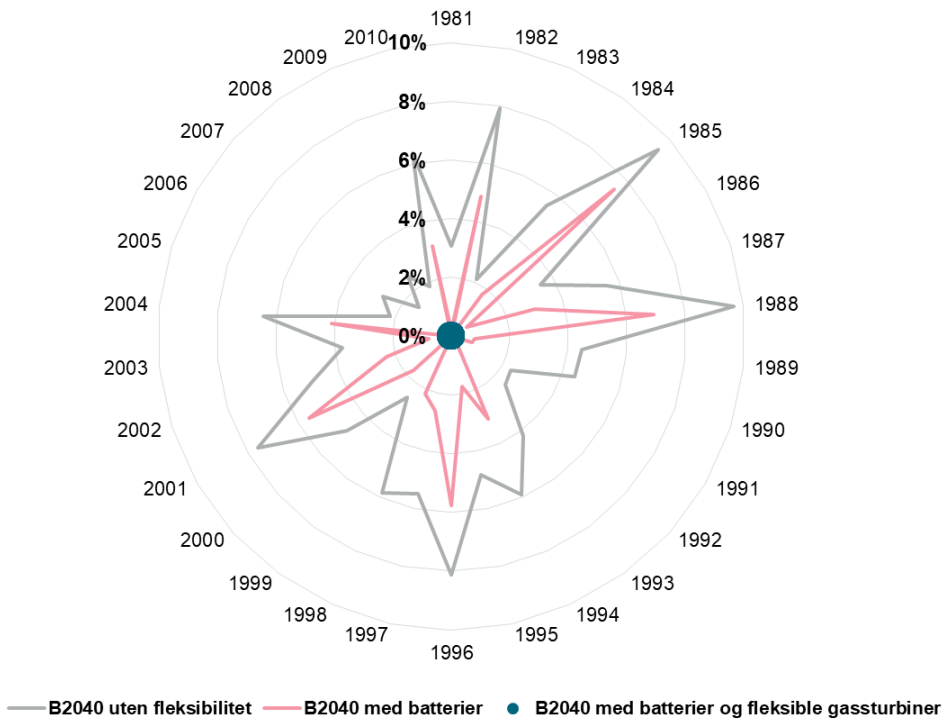
Når forutsigbar kraftproduksjon erstattes av vind- og solkraft, blir kraftsystemet mer eksponert for variasjoner i vær. I perioder med mye vind vil prisene falle mer enn i dag, og tilsvarende kan kuldeperioder med høyt kraftforbruk og lite vind gi høyere priser. NVE har studert disse tilfellene ved å modellere 2040-kraftsystemet med det observerte været i Europa fra 1981 til 2010.

I NVEs datasett øker kraftoverskuddet i alle modellerte land fra 2030 til 2040. Uten å gjøre konkrete tiltak er det likevel store ubalanser i kraftsystemet. Selv om det sett over året produseres nok energi til å møte etterspørselen, oppstår det perioder hvor lite vindkraft og høyt forbruk utløser rasjonering. Hyppige tilfeller av utkobling av forbruk vil trolig ikke være akseptabelt. NVE har derfor tilpasset datasettet med ulike tekniske løsninger som kan tilby mer fleksibilitet.

En første antakelse for å opprettholde forsyningssikkerheten er at det investeres videre i overføringsnett på tvers av europeiske landegrenser. I NVEs analyse er ikke dette tilstrekkelig til å dekke forbruket på kalde dager med lite vind. I de fleste værscenarioer må forbruket reduseres, på det meste med rundt 50 GW, eller ti prosent av totalt europeisk kraftforbruk.

NVE antar videre at batteriteknologi og små fleksible gassturbiner bidrar til å sikre forsyningen i perioder med lite uregulerbar kraftproduksjon og høy etterspørsel. Batterier kan også sees som et eksempel på ulike typer forbrukerfleksibilitet som kan tilpasse seg kortsiktige prisvariasjoner.

Forbruk som må rasjoneres i Nord- og Vest-Europa i 2040
Utkoblet forbruk i prosent av makslast i ulike værår (1981-2010)



Figur 27: Uten innføring av ulike former for ekstra fleksibilitet må opptil 10 prosent, eller 50 GW, av forbruket i Europa rasjoneres fordi det ikke er tilstrekkelig tilgjengelig produksjon i 2040. Innføring av batterier hjelper noe, men det er fremdeles mange værscenarioer som gir forbruksreduksjon. Først med innføring av batterier og mer fleksibel produksjon er forsyningssikkerheten i det modellerte 2040 på dagens nivå.

MULIGE LØSNINGER I ET FREMTIDIG KRAFTSYSTEM

Det finnes mange løsninger som kan bidra til å korrigere for ubalanser forårsaket av en stor andel uregulerbar kraftproduksjon. I NVEs analyser er det lagt til grunn at det investeres i mer overføringsnett, batterier og en betydelig økning i fleksibel gasskraftproduksjon. Hver for seg er ikke disse løsningene tilstrekkelig til å unngå rasjoneringssituasjoner, men til sammen kan de sikre en stabil forsyningssikkerhet. Lønnsomheten av denne typen investeringer er ikke vurdert av NVE.

OVERFØRINGSNETT HJELPER I MANGE SITUASJONER

Overføringsnett gjør det mulig å flytte strøm dit den er mest etterspurt. Det bidrar til at situasjoner hvor det er lite vindkraftproduksjon ett sted, kan løses dersom det er mulig å overføre tilstrekkelig strøm til det området fra et annet. I tilfeller hvor det er underskudd mange steder samtidig vil mer overføringsnett ikke være tilstrekkelig til å sikre forsyningen overalt.

FORBRUKERFLEKSIBILITET ER VIKTIG PÅ KORT SIKT

Batterier gir mulighet til å lagre strøm til senere bruk, og vil virke på samme måte som kortsiktig forbrukerfleksibilitet. Store investeringer i batterier kan gi et betydelig bidra til å korrigere for kortsiktige ubalanser, for eksempel hvis det er lite vindkraftproduksjon i noen timer eller om sommeren når det er høy solkraftproduksjon samtidig i hele Europa. Batterier er mindre egnet til å håndtere lengre perioder med lav vindkraftproduksjon og høyt forbruk. Slike perioder kan oppstå på vinteren i forbindelse med vedvarende kuldeperioder. Utbredelsen av batterier og annen type forbrukerfleksibilitet vil avhenge av lønnsomhet i investeringer i teknologien, at markedsmessige løsninger legger til rette for å ta den i bruk og teknologisk utvikling.

FLEKSIBEL KRAFTPRODUKSJON ER AVHENGIG AV LØNNSOMHET

Mer fleksibel kraftproduksjon kan være en løsning, men lønnsomheten i slike investeringer kan være en utfordring. Lønnsomheten i fleksible kraftverk avhenger av hvor ofte de kan tas i bruk, og hva slags pris som oppnås i disse periodene. Dersom knapphetssituasjonene oppstår sjeldent og usikkerheten om prisene som kan oppnås er stor, kan det være krevende for markedsaktørene å finne lønnsomhet i denne type løsninger

Samtidig er det rimelig å anta at det for de fleste land ikke vil være akseptabelt med en vedvarende høy risiko for strømrasjonering vinterstid. Hyppige tilfeller av ekstrempriser vil derfor være et signal til private aktører om å investere i reservekapasitet eller at myndighetene innfører tiltak for å sikre forsyningssikkerheten. Kapasitetsmekanismer i form av strategiske reserver eller kapasitetsmarkeder er eksempler på slike tiltak, og er allerede innført i flere europeiske land.

I NVEs analyse er det antatt at en høy rasjoneringsrisiko ikke er bærekraftig på sikt. I analysene mot 2040 er det innført en kombinasjon av tiltakene omtalt over, som bidrar til å redusere kortsiktige ubalanser.

NYE MARKEDSLØSNINGER SOM GIR RIKTIGERE PRISSIGNALER

Med høyere andel uregulert kraftproduksjon vil driften av kraftsystemet bli mer kompleks. Endringer i utformingen av kraftmarkedet kan bidra til at denne produksjonen integreres mer effektivt i systemet. Eksempler på tiltak som kan hjelpe er at flere land oppretter budområder,

slik Norge, Sverige og Danmark har gjort. I tillegg kan det hjelpe med overgang fra timesprising av kraft til finere tidsoppløsning. Etablering av ikke-diskriminerende markedsløsninger som legger til rette for at alle typer fleksibilitet kan delta i markedet, kan også bidra til et mer effektivt kraftmarked.

Disse endringene vil sammen bidra til et kraftmarked med færre ubalanser, som kan oppstå når det blir avvik mellom planlagt produksjon og faktisk produksjon. I tilfeller når det oppstår ubalanser vil mer fleksibilitet i markedet bidra til enklere håndtering av disse.

VEDLEGG 1: ANALYSEVERKTØY OG VIKTIGE KILDER

NVEs kraftmarkedsanalyse skal analysere hvordan kraftmarkedet i Norden påvirkes av kjente og viktige utviklingstrekk. For å tallfeste utviklingen frem mot 2030 brukes en rekke ulike kilder.

NVE har benyttet seg av tre ulike optimaliseringsmodeller i analysen: Times, The-MA og Samnett. Times er en energisystemmodell, som fremskriver forbruket av alle energibærere i det norske energisystemet. Fremskrivingen for bruken av elektrisitet benyttes videre i modellene The-MA og Samnett. The-MA er en determinisitisk kraftmarkedsmodell som dekker store deler av Europa. Denne benyttes primært for beregninger av kraftpris i de land som påvirker kraftprisene i Norden. Samnett er en stokastisk kraftmarkedsmodell, der NVE har et detaljert nordisk datasett, inkludert nettrestriksjoner. Denne modellen tar høyde for usikkerhet i vær, og beregner kraftpris gitt variasjon i vær tilsvarende 1981-2010.

Figur 28: Geografisk område for de ulike modellene. Times dekker Norge, Samnett modellerer Norden og The-MA modellerer kraftsystemet i de gråmerkede landene.

BRENSELSPRISER

Brenselsprisnivået styrer i stor grad kraftprisnivået i kraftmarkedet, noe som også gjelder i analyser av markedet. Valg av brenselsprisforutsetninger er derfor svært viktige for utfallet av analysen.

NVE baserer brenselsprisforutsetningene på vurderinger fra IEA[21], innkjøpte analyser fra IHS Markit og generell overvåking av brenselsmarkedene.

[21] https://www.iea.org/coal2017/ og https://www.iea.org/topics/naturalgas/

NORGE

NVEs egne vurderinger er den viktigste kilden i valg av forutsetninger for Norge. Utsiktene for kraftforbruk er hentet fra NVE-rapporten *Strømforbruk i Norge mot 2035*[22]. Forutsetninger om fremtidig kraftproduksjon er basert på oversikt NVE har gjennom konsesjonsbehandling, kartlegginger av energiressurser, og kostnads- og teknologikunnskap.

Forutsetninger om nettutviklingen i Norge er basert på prosjekter som er under bygging eller vedtatt, og planer fra Statnetts nettutviklingsplan og de regionale kraftsystemutredningene.

NORDEN

Nordiske utviklingstrekk innenfor kraftsektoren er viktige for Norge. Beslutninger om nettinvesteringer, forbruksutvikling eller sammensetting av kraftproduksjonen kan ha mye å si for både forsyningssikkerhet og norske kraftpriser. De nordiske landene modelleres derfor i større detalj enn resten av Europa.

Viktige kilder for å beskrive kraftsystemene i Norden er nasjonale planer fra de enkelte landenes myndigheter, scenariofremskrivinger fra transmisjonsnettoperatører (TSO) og NVEs forståelse av kraftsystemene via løpende markedsovervåking og samarbeid med de andre nordiske landene.

Kilder til detaljerte forutsetninger er:

- Finlands klimastrategi til 2030[23]
- Den danske TSO-ens fremskrivinger til 2035[24]
- Sluttrapportene fra Sveriges energikommisjon[25]

EUROPA

NVEs analyseverktøy for Europa omfatter 18 land og dekker omtrent 2/3 av den europeiske kraftforsyningen. Av disse er Tyskland, Storbritannia og Frankrike de viktigste fordi de er de største landene. Forutsetningene om disse landene er derfor basert på NVEs vurderinger av nasjonale planer og politiske signaler.

For de andre landene er mange forutsetninger hentet fra IHS Markit sine analyser av utsiktene for det europeiske kraftsystemet. I tillegg er nettmodelleringen basert på ENTSO-E sitt referansescenario[26].

---

[22] http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_43.pdf

[23] http://tem.fi/en/energy-and-climate-strategy-2016

[24] https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-Marts-2018-Systemperspektiv-2035

[25] http://www.energikommissionen.se/rapporter/

[26] https://tyndp.entsoe.eu/

VEDLEGG 2: DETALJERTE FORUTSETNINGER

Hovedtall fra analysen

	Scenario	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Tyskland	Nederland	Storbritannia	Frankrike
Snittpris (øre/kWh)	B2020	32	32	32	34	35	38	47	37
Reelle 2018-kroner	B2022	36	35	35	38	39	40	44	39
	B2025	37	37	36	39	39	40	44	39
	B2030	36	36	36	40	40	40	39	40
	H2030	54	55	54	59	60	59	58	59
	L2030	22	22	22	25	25	26	25	26
Produksjon (TWh)	B2018	140	157	70	39	618	98	314	571
	B2020	153	157	82	41	640	78	301	589
	B2022	156	162	84	44	612	83	278	604
	B2025	160	164	85	42	613	97	285	623
	B2030	171	169	88	45	612	106	373	600
Forbruk (TWh)	B2018	135	143	87	35	564	116	333	489
	B2020	139	144	88	37	567	117	333	490
	B2022	142	145	89	39	571	117	334	492
	B2025	147	146	90	42	575	118	337	494
	B2030	151	148	93	46	580	120	345	504
Kraftbalanse (TWh)	B2018	5	14	-17	4	54	-18	-19	82
	B2020	14	13	-6	4	73	-39	-32	99
	B2022	14	17	-5	5	41	-34	-56	112
	B2025	13	18	-5	0	38	-21	-52	129
	B2030	20	21	-5	-1	32	-14	28	96

Forutsetninger om produksjon i Norden (TWh)

	Vannkraft			Vindkraft			Kjernekraft			Biokraft			Solkraft			Gasskraft			Kullkraft		
	B2018	B2020	B2030	B2018	B2020	B2030	B2018	B2020	B2030	B2018	B2020	B2030	B2018	B2020	B2030	B2018	B2020	B2030	B2018	B2020	B2030
Norge	134	138	142	4	14	25	-	-	-	-	-	-	0,2	0,4	1,9	2	1	1			
Sverige	66	66	67	17	25	35	57	47	47	6	7	7	0,1	0,1	2,1	3	3	4	1	1	
Finland	13	14	15	5	5	9	23	36	37	7	9	13		0,3	0,8	5	5	5	9	4	
Danmark	-	-	-	17	21	32	-	-	-	3	3	2	1,0	1,0	1,7			1	6	6	

Brenselspriser i NVEs analyse

	Kull ($/tonn)			*Gass (€/MWh)*			*CO2 (€/tonn)*		
	Lav	**Basis**	**Høy**	**Lav**	**Basis**	**Høy**	**Lav**	**Basis**	**Høy**
2020	60	74	90	16	18	19	1	6	12
2022	58	74	93	15	17	20	1	8	19
2025	55	74	95	14	17	21	1	10	25
2030	50	75	100	12	17	21	1	15	40

NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

MIDDELTHUNSGATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no