Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030

Høyere kraftpriser til tross for økende kraftoverskudd

Energiavdelingen

79
2017

kraftpriser
kraftproduksjon
høyere
TWh
kull
vindkraft
nordiske
fornybar
kraftsystemet
produksjon
Sverige
norske
Denne
analyse
kraftprisen
Figur
bidrar
gasskraftverk
prosent
Europa
kraftforbruket
transportsektoren
Danmark
Tyskland
Finland
arene
øre/kWh
antatt
analysen
Dette
rundt
etter
lavere
mindre
viktigste
øke
nye
noe
større
nivå
fremt
samtidig
kjernekraftverk
betydelig
basert
legger
utviklingen
Samtidig
Storbritannia
antakelse
kraftoverskudd
støttekraftprisene
produksjonen
utvekslingskapasiteten
Kraftoverskuddet
kraftmarkedet
kraftmarkedsanalyse
Utvekslingskapasiteten
produksjonsveksten
europeiske
antakelser
beregninger
usikkerheten
økende
CO2-prisen
elektrifisering
prosjekter
knyttet
forutsetninger
siste
viser
mens
dag
også
kostnad
kraftforbruk
økning
andre
landene
grad
viktig
samme
endringer
utvinning
forbruksveksten
utenlandskabler
sammen
produksjonskostnadene
kostnadene
CO2-priser
Vindkraftprosjekter
Elektrifisering
transport
investeringer
betydningen
relativt
vinteren
nasjonale
Kraftprisen
endres
perioder
innenfor
tredobles
Kilde
under
lagt
men
ved
skal
seg
den
enn
vil
For
gjør
trekker
mest
forbindelser
slik
eller
Mot
fordi
sommer
blir
igjen
bli
kullkraft
norsk
økt
høy
inn
trådt
ikke
per
nær
begrenset
solkraftproduksjon
overføringskapasitet
støtteordninger
scenarioer
Finlands
Forskjellen
lavprisscenarioet
overføringskapasiteten
CO2-prisen
signaler
usikker
fortsette
tonn
knyttet
imidlertid
elektrifisering
egass
nærmere
driveren
kommer
solkraft
reinvesteringsbehovet
investeringsbehovet
Samlet
fram
andel
modellen
produksjonskostnadene
Økende
henholdsvis
nedgangen
ekstremprisen
gjennom
KRAFTSYSTEMET
elektrifiseringen
utvekslingskapasitet
overføringskapasiteten
UTVIKLINGSTREKK
alumiumsindustri
utvekslingskapasitet
gasspriser
Kraftproduksjonen
kraftproduksjonen
kraftoverskuddet
Vindkraftprosjekter
Kraftoverskuddet
forbruksveksten
kostnadene
kraftmarkedet
sammen
produsere
utenlandskabler
antakelser

Rapport nr 79-2017
Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Gudmund Bartnes

Forfattere: Jonas Skaare Amundsen, Gudmund Bartnes, Harald Endresen, Torgeir Ericson, Audun Fidje, David Weir, Eirik Veirød Øyslebø

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto:

ISBN 978-82-410-1632-5

ISSN 1501-2832

Sammendrag: Denne analysen viser at kraftprisen i Norge kan bli høyere de neste 15 årene. NVE legger til grunn at både kraftforbruk og -produksjon øker i Norge mot 2030. Utbygging av vindkraft bidrar til at produksjonsveksten i NVEs beregninger er høyere enn forbruksveksten. Norges kraftoverskudd antas derfor å øke fra rundt 5 TWh i dag til omtrent 15 TWh i 2030.

Emneord: Kraftmarked, Kraftmarkedsanalyse, Kraftpriser, Kraftoverskudd, Kraftforbruk

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

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Oktober 2017

Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030

FORORD 2

SAMMENDRAG: STIGENDE KRAFTPRISER TROSS HØYERE KRAFTOVERSKUDD 3

1 CO2-PRISEN ER VIKTIG FOR KRAFTMARKEDET 4

2 UTVIKLINGSTREKK I DET EUROPEISKE KRAFTSYSTEMET 5

3 UTVIKLINGSTREKK I DET NORDISKE KRAFTSYSTEMET 6

4 RESULTATER: ØKENDE NORSKE KRAFTPRISER 12

Forord

Denne kraftmarkedsanalysen er gjort på oppdrag for Olje- og Energidepartementet. Formålet er å utarbeide prisbaner som skal danne et mulig utfallsrom for kraftpriser mot 2030.

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

I analysen har vi benyttet energi- og kraftmarkedsmodeller der vi har opparbeidet datasett med detaljerte forutsetninger om produksjon, forbruk, nett og brenselspriser for 18 europeiske land[1] for årene 2017, 2020, 2025 og 2030.

Beskrivelsen av utviklingen i kraftsystemet bygger på NVEs egne arbeider, offisielle nasjonale planer, energipolitiske signaler fra EU, samt datagrunnlag fra analysebyrået IHS Markit.

Et av de viktigste bruksområdene for NVEs kraftmarkedsanalyse, er som underlag i samfunnsøkonomiske analyser i konsesjonsbehandling. I en slik sammenheng har NVE behov for anslag for fremtidige kraftpriser. I utarbeidelsen av analysen er det lagt vekt på at forutsetningene skal speile de viktigste drivkreftene for kraftsystemet. Eksempler på dette er at det europeiske kraftsystemet blir tettere koblet sammen via et sterkere nett og ny regulering, og at fornybarandelen i kraftproduksjonen fortsetter å øke.

Denne rapporten oppsummerer hovedfunnene fra analysen. For mer detaljert informasjon henvises det til bakgrunnsrapporten, som i større grad dokumenterer hva som er lagt til grunn for arbeidet.

Oslo, oktober 2017

Anne Vera Skrivahaug
avdelingsdirektør

Vegard Willumsen
Seksjonssjef

Fremtidige kraft- og brenselspriser som er oppgitt i rapporten er i reelle 2017-kroner
Included content supplied by IHS Markit; copyright IHS Markit 2017. All rights reserved.

[1] Norge, Sverige, Danmark, Finland, Estland, Latvia, Litauen, Polen, Tsjekkia, Østerrike, Sveits, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Spania, Italia og Storbritannia.

Sammendrag: Stigende kraftpriser og kraftoverskudd

Denne analysen viser at kraftprisen i Norge kan bli høyere de neste 15 årene. NVE legger til grunn at både kraftforbruk og -produksjon øker i Norge mot 2030. Utbygging av vindkraft bidrar til at produksjonsveksten i NVEs beregninger er høyere enn forbruksveksten. Norges kraftoverskudd antas derfor å øke fra rundt 5 TWh i dag til omtrent 15 TWh i 2030.

Høyere kraftpriser drevet av antakelser om høyere CO2-pris

Med NVEs forutsetninger vil kraftprisen i Norge stige med 6-7 øre/kWh til 30 øre/kWh i 2030. Dette resultatet er i tråd med NVEs kraftmarkedsanalyse fra 2016. Hovedgrunnen til prisstigningen er en antakelse om et strammere CO2-marked, som gir høyere kostnad i kull- og gasskraftverk. Dette slår inn i norske kraftpriser via handel med land som har stor andel kull- og gasskraftproduksjon. Nye utenlandskabler gir i NVEs beregninger en økning i kraftprisen på 1-2 øre/kWh i 2030.

Frem mot 2025 tyder analysen på at forskjellen mellom sommer- og vinterpriser går ned. Flere utenlandskabler gir økte eksportmuligheter og dermed høyere kraftpriser på sommeren. På vinteren bidrar imidlertid mer vindkraftproduksjon til lavere kraftpriser. Mot 2030 kan mer solkraft i Norden og Europa for øvrig, bidra til lavere kraftpriser på sommeren, noe som igjen øker prisforskjellen mellom sommer og vinter.

Økende norsk kraftetterspørsel drevet av aluminiumsindustri og transport

Elektrifisering av transportsektoren og utbygging av aluminiumsindustri bidrar til økt kraftforbruk i Norge frem mot 2030. Med NVEs forutsetninger stiger norsk kraftetterspørsel med 13 TWh til 146 TWh fra 2017 til 2030. Det gjør at Norge i NVEs analyse har det største kraftforbruket i Norden. Historisk har Sverige hatt rundt 10 prosent høyere forbruk enn Norge.

Økende kraftproduksjon drevet av investeringer i vindkraft

De nærmeste årene investeres det i mye ny vindkraft i Norge. Rundt 6 TWh er per tredje kvartal 2017 under bygging eller investeringsbesluttet. Det er i tillegg flere vindkraftprosjekter som kan komme til å fatte investeringsbeslutning før elsertifikatordningen stenger for nye norske prosjekter i 2021. Utover 2020-tallet kan vindkraft i Norge bli lønnsomt uten støtte. Bedre teknologi til lavere kostnad er sammen med stigende kraftpriser, sentrale drivere bak denne utviklingen.

Samlet antas det at kraftproduksjonen i Norge stiger med rundt 20 TWh til 2030, og ligger rundt 160 TWh i normalår. Av dette er 15 TWh ny vindkraft. Dette er en antakelse basert på at de beste norske vindkraftprosjektene er lønnsomme etter 2020, og usikkerheten knyttet til dette nivået er betydelig. I tillegg antar NVE at solkraftproduksjonen i Norge i 2030 er ca. 1 TWh.

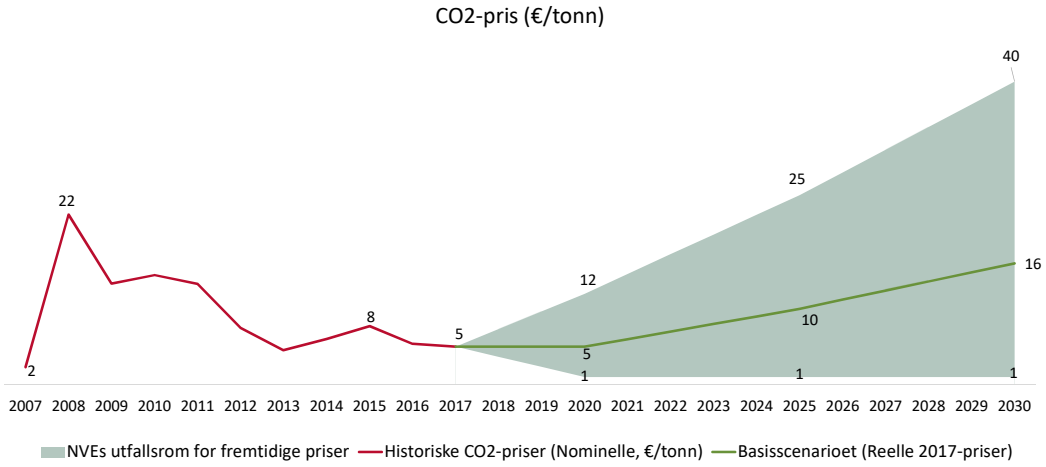
Siden produksjonsveksten antas å være høyere enn forbruksveksten har NVE et økt norsk kraftoverskudd fra rundt 5 TWh i dag til omtrent 15 TWh i 2030.

1 CO2-prisen er viktig for kraftmarkedet

Til tross for at Norge har en kraftproduksjon som er nær 100 prosent fornybar, er kraftprisen tett knyttet til kostnadene ved å produsere kraft i kull- og gasskraftverk. Gjennom handel med kull- og gassproduserende land påvirkes norske kraftpriser av prisnivået i disse landene. De siste årene har imidlertid mye nedbør gitt en god ressurssituasjon for vannkraftprodusenter. Det har bidratt til at den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge har vært noe lavere enn kostnaden for å produsere kullkraft.

Selv om det bygges ut mer fornybar kraftproduksjon og kullkraftens rolle i kraftmarkedet ser ut til å svekkes mot 2030, viser denne analysen at sammenhengen mellom norske kraftpriser og produksjonskostnaden til kull- og gasskraftverk fortsatt er sterk i 2030.

I NVEs analyse er det tre scenarioer for kraftpris. Forskjellen mellom disse er nivået på kull-, gass- og CO2-priser, med sistnevnte som den viktigste driveren for utfallsrommet i fremtidige kraftpriser. CO2-prisen NVE legger til grunn varierer mellom 1 og 40 €/tonn i 2030, mot et prisnivå de siste årene på rundt 5-10 €/tonn.

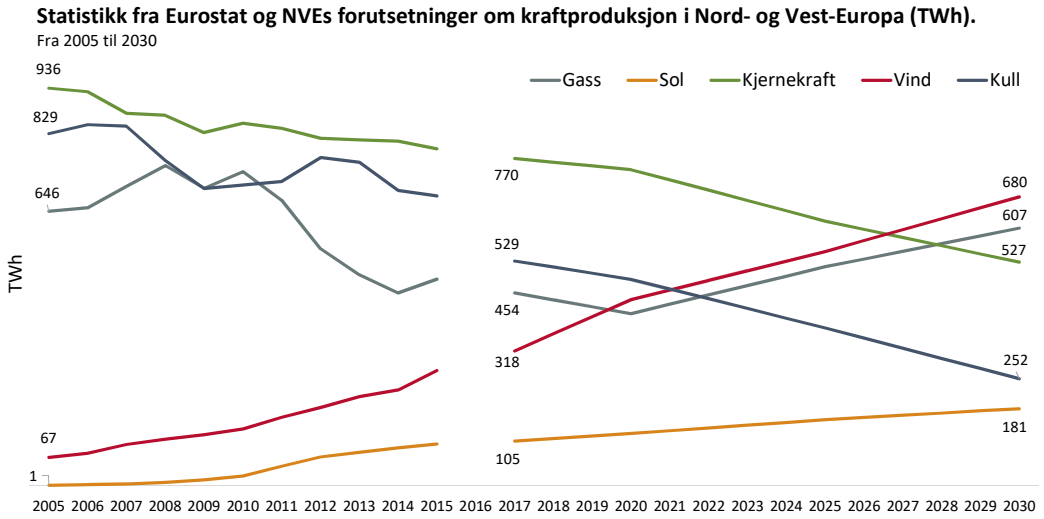


Figur 1: Det er lagt til grunn en økende CO2-pris i basisscenarioet fra dagens nivå på 5 €/tonn til 16 €/tonn i 2030. I høy- og lavprisscenarioet antas en CO2-pris på heholdsvis 40 og 1 €/tonn i 2030. Kilde: SKM Syspower/NVE.

Bakgrunnen for forutsetningen om økende CO2-priser er EUs ambisjoner om videre reduksjoner i utslipp av klimagasser, og at kvotemarkedet skal spille en sentral rolle i å nå målene.

2 Utviklingstrekk i det europeiske kraftsystemet

Utviklingen i det europeiske kraftmarkedet er viktig for Norge og Norden i dag. I fremtiden vil betydningen bli enda større ettersom kraftsystemene knyttes tettere sammen gjennom fysiske forbindelser og regulering av markedene.



Figur 2 I perioden 2005-2015 har produksjonsandelen fra termiske kraftverk blitt redusert samtidig som fornybarutbyggingen av vind og sol har skutt fart. Denne trenden antas å fortsette mot 2030, samtidig som NVE legger til grunn at gasskraftproduksjonen øker. Basert på de siste års trend i gasskraftproduksjon er denne antakelsen svært usikker. Kilde: Eurostat/NVE.

Historisk har tradisjonell termisk kraftproduksjon som kull-, gass- og kjernekraft, stått for rundt 80 prosent av kraftproduksjonen i landene NVE har modellert. Andelen har endret seg lite fra år til år, inntil kraftproduksjonen fra disse kildene begynte å synke på 2000-tallet. Samtidig økte produksjonen fra fornybar energi, og per 2015 hadde fornybarandelen i kraftproduksjonen i de modellerte landene økt fra et stabilt nivå på 20 prosent, til 35 prosent. Energi- og klimapolitiske signaler samt teknologisk utvikling tilsier at denne trenden fortsetter mot 2030.

Blant de tradisjonelle termiske teknologiene har kull- og gasskraftverk mange av de samme egenskapene og konkurrerer om å være billigst. De siste årene har produksjonskostnaden for kullkraftverk for det meste vært lavere enn gasskraftverk. Det henger sammen med at CO2-prisen har vært lav, samtidig som forholdet mellom råvareprisen for kull og gass har favorisert kullkraft. Det har bidratt til at gasskraftproduksjonen har gått ned siden 2010, mens kullkraftproduksjonen har holdt seg relativt stabilt.

I NVEs analyse øker kraftproduksjonen fra eksisterende gasskraftverk frem mot 2030. Veksten drives av antakelser om at kull- og kjernekraft i økende grad fases ut og at CO2-prisen går opp, slik at gasskraft til dels erstatter de andre termiske produksjonsteknologiene. Disse antakelsene er i tråd med politiske ambisjoner i flere

europeiske land. Det er imidlertid betydelig usikkerhet om hvilken politikk som faktisk vil bli ført gjennom analyseperioden.

Fornybarutbyggingen innenfor vind og sol antas å fortsette i Europa, hjulpet frem av støtteordninger og stadig lavere teknologikostnader. Moderne turbinteknologi gjør nye vindkraftverk mer effektive enn de har vært tidligere, noe som bidrar til høyere produksjon til lavere kostnad. Samtidig antas det at veksten i solkraftproduksjon fortsetter i jevn takt frem mot 2030.

Samlet gir NVEs forutsetninger en 30 prosents reduksjon i klimagassutslipp fra kraftsystemet i landene som er modellert fra 2017 til 2030.

3 Utviklingstrekk i det nordiske kraftsystemet

Det nordiske kraftsystemet ventes å gå gjennom store endringer frem mot 2030. I denne analysen legger NVE til grunn at:

- Kraftproduksjonen øker og bli mer fornybar.
- Utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa nær tredobles.
- Elektrifisering av energiforbruk øker etterspørselen etter kraft.
- Kraftoverskuddet øker fordi produksjonsveksten overgår forbruksveksten.

Det fremstår som relativt sikkert at kraftsektoren i Norden beveger seg i denne retningen. Samtidig er det knyttet betydelig usikkerhet til de faktiske størrelsene. Dette gjelder blant annet hvor mye ny produksjon som kommer, antall nye overføringsforbindelser og hva kraftforbruket i blir i 2030. Dessuten er effekten av endringene hver for seg og i sum usikker.

3.1 Kraftproduksjonen øker og blir mer fornybar

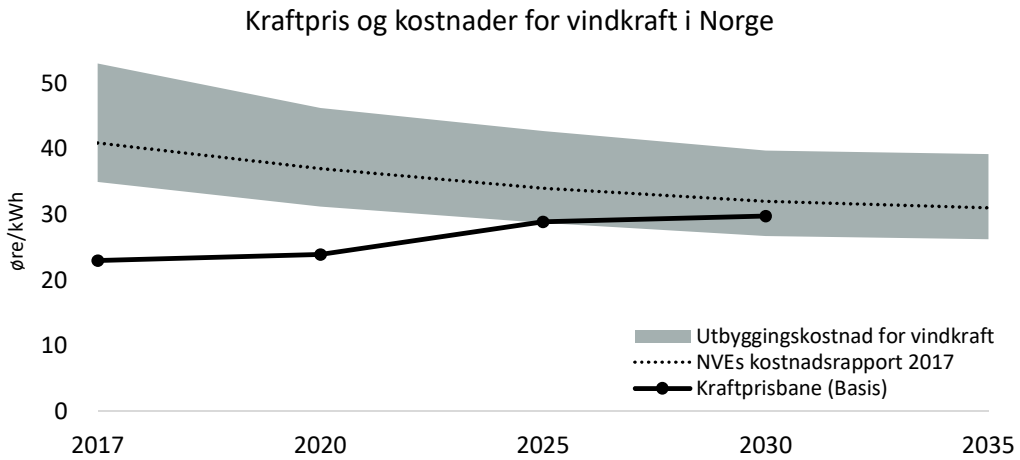
NVE har antatt at den nordiske kraftproduksjonen øker fra 400 til 450 TWh fra 2017 til 2030. Ny vindkraftproduksjon bidrar i NVEs analyse mest til produksjonsveksten.

Samlet antar NVE at det bygges rundt 40 TWh ny vindkraft i Norden frem til 2030. 15 av disse TWh-ene er antatt kan komme i Norge. Per tredje kvartal 2017 er allerede rundt 6 TWh under bygging eller investeringsbesluttet. Det er i tillegg flere vindkraftprosjekter som kan komme til å fatte investeringsbeslutning før elsertifikatordningen stenger for nye norske prosjekter i 2021.

Etter 2020 har NVE forutsatt at fallende teknologikostnader og økende kraftpris gjør at de beste norske vindkraftprosjektene er lønnsomme uten støtte. Av den grunn fortsetter utbyggingen av vindkraft i Norge i NVEs analyse også etter 2020.

I de andre nordiske landene antar NVE at vindkraft gis støtte også etter 2020. Sett i lys av at gode norske vindkraftprosjekter med NVEs forutsetninger kan realiseres uten støtte, er det rimelig å anta at det samme kan gjelde for vindkraft i de andre nordiske landene.

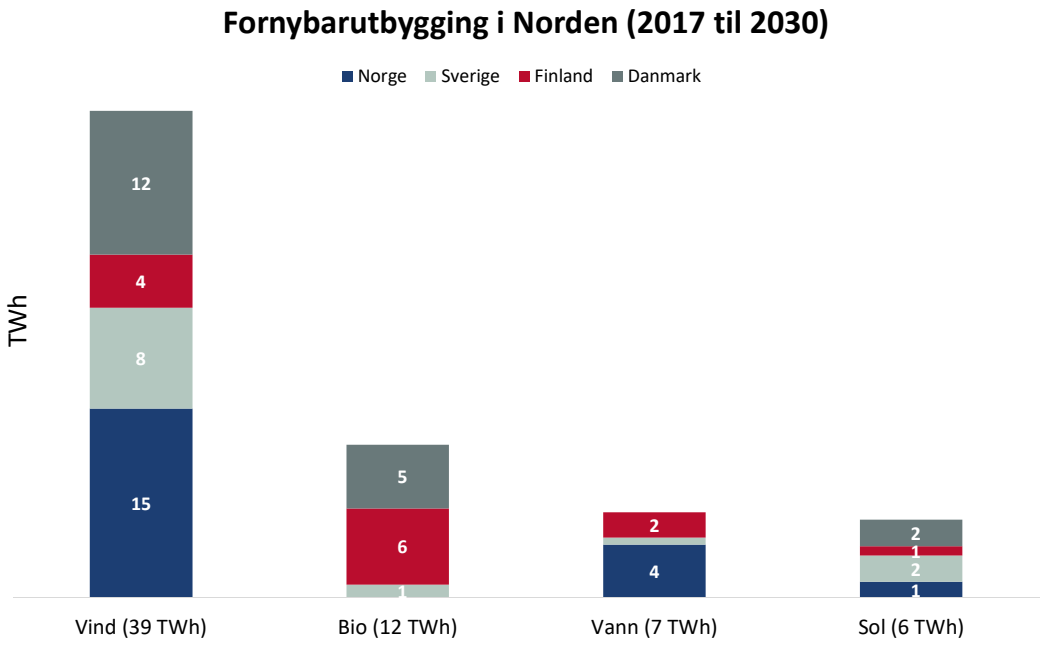
I så fall vil støttebehovet være mindre, og usikkerheten knyttet til hvor mye produksjon som kan bli realisert være større. Med NVEs antakelser om 40 TWh ny vindkraft i Norden, øker vindkraftandelen i nordisk kraftproduksjon fra rundt 10 prosent i 2017 til nærmere 20 prosent i 2030.



Figur 3: De billigste vindkraftprosjektene kan bli lønnsomme uten støtte med kraftprisene i basisscenarioet. Det vil utløse flere investeringer i vindkraft i Norge også etter 2020. Kilde: NVE.

I tillegg til vekst i vindkraftproduksjonen, legger NVE til grunn at det kommer mer solkraft i det nordiske systemet mot 2030. For Norge er det antatt en samlet produksjon på i overkant av 1 TWh i 2030, mengden er basert på en fremskriving av historisk veksttakt for solkraft i Norge. I 2016 var produksjonen til sammenlikning rundt 30 GWh (0,03 TWh).

NVE har også forutsatt at all kullkraftproduksjon i Norden er faset ut innen 2030, noe som er i tråd med Danmark og Finlands energipolitiske signaler. Denne produksjonen erstattes i stor grad av mer kraftproduksjon basert på biokraft.

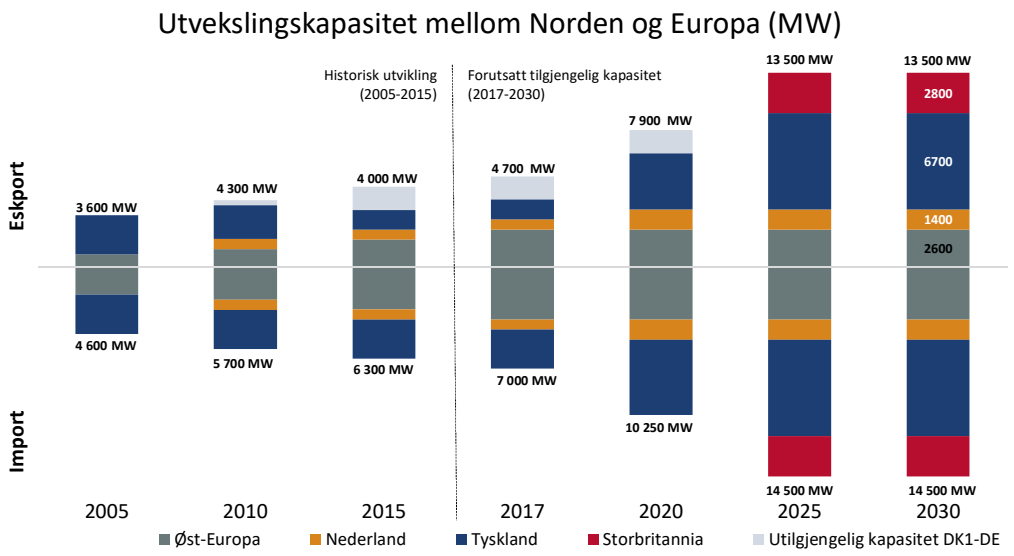


Figur 4: Mesteparten av investeringene i fornybar kraftproduksjon i Norden antas å komme innenfor landbasert vindkraft mot 2030, grunnet støtteordninger og lavere investeringskostnader.

Sammensettingen av kraftproduksjon fra kjernekraftverk vil endres i Norden i årene som kommer. Finland er i ferd med å sette i drift ett nytt kjernekraftverk, mens Sverige reduserer sin produksjon. NVE legger til grunn at produksjonen i Finlands nye kjernekraftverk er på samme nivå som nedgangen i Sverige, og at nedleggelser i Sverige og oppstart i Finland skjer innen 2020. Det er også antatt at Finland setter i drift ytterligere ett kjernekraftverk innen 2030. Denne antakelsen er mer usikker.

3.2 Utvekslingskapasiteten tredobles

Utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa antas å nær tredoble seg fram mot 2030. Både Norge, Sverige og Danmark planlegger nye overføringslinjer til Tyskland. I tillegg er det besluttet forbindelser til Storbritannia fra både Norge og Danmark, og til Nederland fra Danmark. Samlet er det antatt en økning i handelskapasiteten fra Norden fra under 5000 MW i dag til 13 500 MW i 2030.



Figur 5: Handelskapasiteten mellom Norden og resten av Europa øker kraftig i årene fram mot 2025.

Eksportkapasiteten fra Norden til Tyskland har de siste årene vært begrenset i perioder med høy vindkraftproduksjon i Tyskland på grunn av begrenset overføringskapasitet i det tyske strømnettet. NVE har antatt at kun ti prosent av overføringskapasiteten fra Jylland og Tyskland er tilgjengelig frem til 2025[2], men at nødvendige forsterkninger internt i Tyskland er på plass etter dette

Det er ikke forutsatt noen nye forbindelser ut av Norden mellom 2025 og 2030.

3.3 Elektrifisering og industri bidrar til økt kraftforbruk

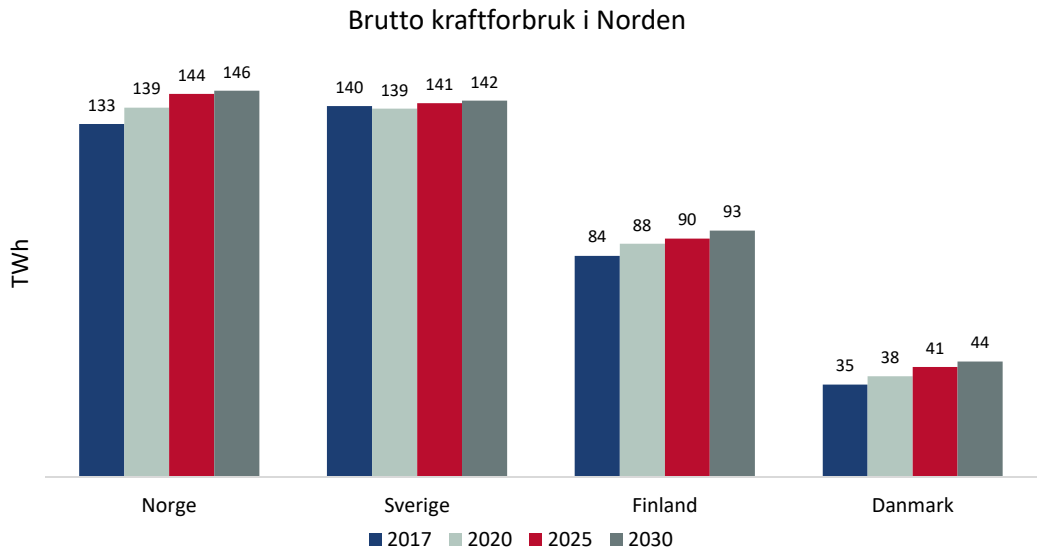
Det nordiske forbruket av kraft antas å øke, men ikke i like rask takt som kraftproduksjonen.

Fremskrivingene av kraftforbruk i Norge er basert på NVE-rapporten «Energibruk i Fastlands-Norge»[3]. Bruttoforbruket i Norge er antatt å øke fra dagens nivå på 133 TWh til 146 TWh i 2030, grunnet vekst i kraftforbruket i både bygg, industri og transportsektoren. Nytt industriforbruk er den viktigste faktoren bak økningen frem til 2025.

For utviklingen i transportsektoren er det vurdert to ulike scenarioer fra Nasjonal transportplan (NTP)[4]. Basisscenarioet fører med seg i overkant av en dobling av elektrisitetsforbruket i transportsektoren fra 1,2 TWh i 2017 til om lag 2,8 TWh i 2030. I NTPs «disruptive» scenario, som i større grad skal illustrere et teknologiskifte på transportområdet, summeres elektrifisering av transport på veg, bane og vann opp til 6,5 TWh årlig i 2030. Uavhengig av scenariovalg er elektrifisering av transport den viktigste driveren for forbruksvekst i Norge etter 2025 i NVEs fremskrivinger.

[2] I etterkant av denne analysen er Danmark og Tyskland blitt enige om en avtale som skal sikre en minimumskapasitet mellom Jylland og Tyskland, som øker gradvis mot 2020.
[3] http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_25.pdf
[4] https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/

For å illustrere betydningen for kraftsystemet av en større elektrifisering av transportsektoren har NVE lagt til grunn det disruptive scenarioet fra nasjonal transportplan.



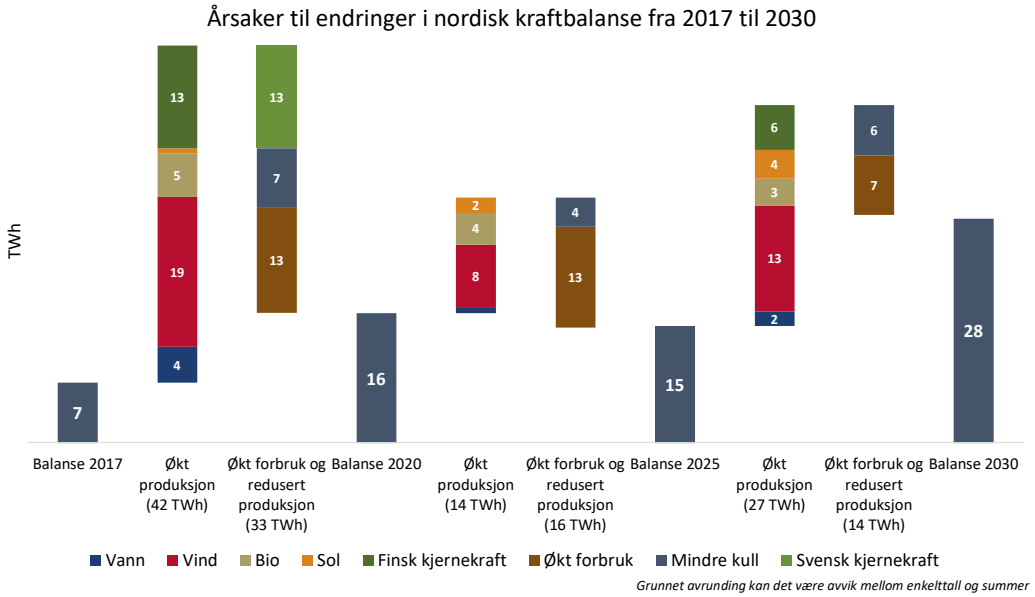
Figur 6: Kraftforbruket i Norden er antatt å øke vesentlig mot 2030 i både Norge, Finland og Danmark, mens det i Sverige er forventet en flatere utvikling. Kilde: NVE.

NVEs antakelser om forbruksutviklingene i de andre nordiske landene, er basert på offisielle nasjonale planer. I Finland øker kraftforbruket mest i tjenesteytende næringer. I Sverige er det antatt at befolkningsvekst og energieffektivisering i stor grad utlikner hverandre. I Danmark antas det at elektrifisering av fjernvarmesektoren ved at gass erstattes med strøm, bidrar til vekst i kraftforbruket.

3.4 Kraftoverskuddet firedobles fra 2017 til 2030

I NVEs beregninger går kraftforbruket mindre opp enn –produksjonen. Kraftoverskuddet i Norden øker derfor fra 7 TWh i 2017 til 28 TWh i 2030. Det er på samme nivå som NVE la til grunn i fjorårets kraftmarkedsanalyse.

Overskuddet øker mest i Norge, ettersom det antas en høy utbyggingstakt innen ny fornybar kraftproduksjon, spesielt vindkraft. I Sverige og Finland påvirkes kraftbalansene mest av henholdsvis nedstengning og oppstart av kjernekraftreaktorer. Bygging av to nye kjernekraftreaktor i Finland bidrar til å redusere finske kraftpriser og behovet for import, selv om landet fremdeles har kraftunderskudd i normalår. I Danmark forventes en balansert tilvekst av forbruk og produksjon.



Figur 7: Kraftoverskuddet i Norden antas å øke til 28 TWh i 2030. Det norske kraftoverskuddet øker fra rundt fem TWh i dag til 10-15 TWh i 2030.

Samtidig som kraftoverskuddet antas å øke, trekker det nordiske kraftsystemet i retning av å være mer avhengig av uregulert kraftproduksjon. Kraftverk som fases ut i perioden er i stor grad kull- og kjernekraft med forutsigbar produksjon, mens ny produksjon i hovedsak er fornybar produksjon med mindre forutsigbare produksjonsmønstre. Det er viktig å se det økte kraftoverskuddet i denne konteksten, da en naturlig konsekvens av det å bygge ut et mer uregulert system er at en behøver overkapasitet i uregulerbar kraftproduksjon for å sikre nok energi og effekt i knappe perioder. En høyere utvekslingskapasitet mot kontinentet og Storbritannia er også viktig for å integrere mer fornybar kraftproduksjon inn i det nordiske kraftsystemet.

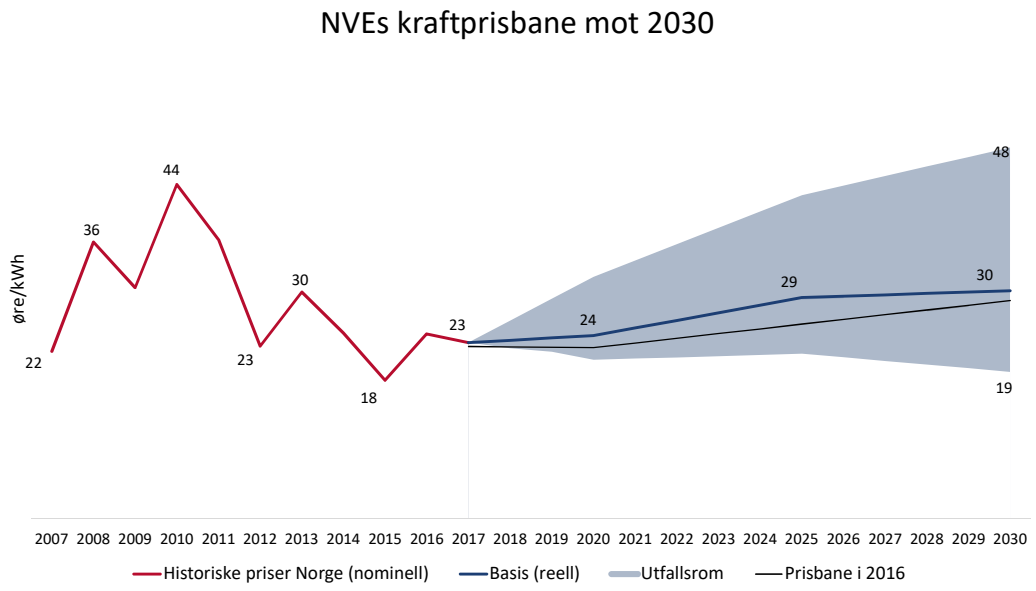
4 Resultater: Økende norske kraftpriser

NVEs analyse viser at kraftprisen kan stige med 6-7 øre/kWh til 30 øre/kWh i 2030. Det er noe høyere enn NVE la til grunn i fjorårets kraftmarkedsanalyse. Forskjellen skyldes antakelser om høyere kull- og gasspriser i basisscenarioet.

Kraftprisen i analysen er høyere i fremtiden til tross for et økende kraftoverskudd i Norge og Norden. Det henger sammen med at det parallelt med oppbyggingen av et større kraftoverskudd i Norden, er en betydelig økning i utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa. Denne nye utvekslingskapasiteten åpner for eksport av det nordiske kraftoverskuddet.

Hovedgrunnen til prisstigningen er en antakelse om et strammere CO2-marked, som gir høyere kostnad i kull- og gasskraftverk. Dette slår inn i norske kraftpriser via handel med land som har stor andel kull- og gasskraftproduksjon. Nye utenlandskabler fra Norge gir i NVEs beregninger en økning i kraftprisen på 1-2 øre/kWh i 2030, som inngår i totaløkningen på 6-7 øre/kWh.

NVEs kraftprisbane mot 2030 gjenspeiler utviklingen i kostnadene ved kraftproduksjon fra kull- og gasskraft. I dag er produksjonskostnaden for kull den viktigste forklaringsfaktoren for endringer i norsk kraftpris. Dette antas å fortsette frem mot 2025. Etter 2025 antas det at kraftprisen i Norge påvirkes mer av endringer i produksjonskostnaden for gasskraftverk enn kullkraftverk. Dette skyldes NVEs forutsetninger om at gasskraft blir viktigere fordi kull- og kjernekraftkapasiteten i Europa reduseres, samtidig som økende CO2-pris jevner ut produksjonskostnadene i kull- og gasskraftverk.



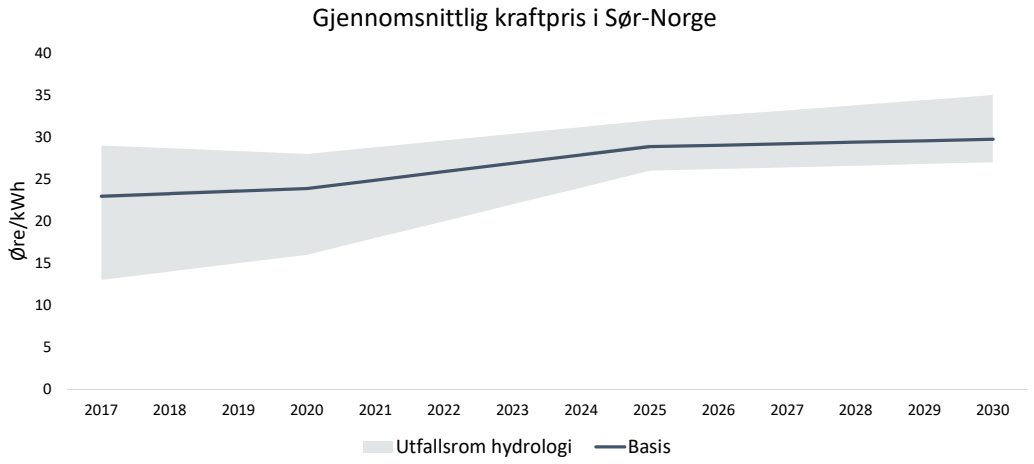
Figur 8: Kraftprisbanen mot 2030 viser stigende priser fra 23 øre/kWh i 2017 til 30 øre/kWh i 2030. Det er betydelig usikkerhet knyttet til den fremtidige kraftprisutviklingen i Norge, og utfallsrommet i 2030 i NVEs analyse er like stort som variasjonen de ti siste årene.

4.1 Utenlandskabler endrer norske kraftpriser

Mer utvekslingskapasitet og ny fornybar kraftproduksjon trekker i retning av endrede nordiske kraftpriser. Historisk har de nordligste landsdelene i Norge hatt de høyeste kraftprisene, men mot 2030 kan kraftprisen bli høyere i Sør-Norge. Grunnen til det er at en flaskehals i overføringskapasiteten mellom nord og sør gir forskjellige kraftpriser. Disse forskjellene forsterkes i NVEs analyse av at ny kraftproduksjon i nord presser prisene noe ned, mens i sør bidrar økt forbruk og mer utveksling til å øke kraftprisene noe.

Hydrologiske variasjoner får mindre å si for kraftprisnivået

Flere kabler gjør det mulig å importere kraft i tørrår og reduserer antall ekstrempriser ved lav magasinfylling i Norge. I våtår kan kraftoverskuddet i Norden eksporteres sørover til både Tyskland, Storbritannia og de andre handelspartnerne, noe som gjør at kraftprisene i Norge holder seg høyere i sommerhalvåret.



Figur 9: Kraftprisen i Norge vil variere mindre mellom våtår og tørrår når utvekslingskapasiteten fra Norden til kontinentet og Storbritannia øker.

Prisforskjellen mellom sommer og vinter blir først mindre, så større

Sesongvariasjonen endres med forandringene som skjer i kraftmarkedet mellom 2017 og 2030. Mot 2020 fører mer vindkraft i Norden til prisreduksjoner på vinteren sammenliknet med i dag, samtidig som økt overføringskapasitet ut av Norden løfter sommerprisene.

Mot 2025 og 2030 viser analysen at prisforskjellene mellom sommer og vinter tar seg opp igjen i Norge. En viktig driver for dette er mer solkraftproduksjon i både Norden og på kontinentet. Historisk har kraftprisene i blant annet Tyskland vært flate over året, men NVEs antakelse om nedleggelse av mange kull- og kjernekraftverk gjør at det kan oppstå effektknapphet og ekstrempriser på vinterstid hyppigere enn tidligere. Denne trenden trekker i retning av at sesongvariasjonen i Norge vil ligge på samme nivå i 2030 som i 2017.

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no