



Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030

Underlagsrapport med detaljerte forutsetninger

Energiavdelingen

78
2017

R
A
P
P
O
R
T



Rapport nr 78-2017

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 og Eirik Veirød Øyslebø

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag:
Forsidefoto:
ISBN 978-82-410-1631-8
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, Analyseforutsetninger, Kraftpriser

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

Innhold

FORORD	2
SAMMENDRAG: STIGENDE KRAFTPRISER OG KRAFTOVERSKUDD	3
HØYERE KRAFTPRISER DREVET AV ANTAKELSER OM HØYERE CO ₂ -PRIS	3
ØKENDE NORSK KRAFTETTERSPØRSEL DREVET AV ALUMINIUMSINDUSTRI OG TRANSPORT	3
ØKENDE KRAFTPRODUKSJON DREVET AV INVESTERINGER I VINDKRAFT	3
1 ANALYSEVERKTØY OG ENDRINGER FRA KRAFTMARKEDSANALYSEN I 2016	4
1.1 VIKTIGE KILDER FOR NVEs KRAFTMARKEDSANALYSE	4
1.2 ENDRINGER I FORUTSETNINGER FRA FJORÅRETS ANALYSE	5
1.3 MODELLTEKNISKE ENDRINGER FRA 2016	6
2 KULL-, GASS- OG CO₂-MARKEDENE ER VIKTIG FOR NORSKE KRAFTPRISER	7
2.1 KULL- GASSPRISER MOT 2030	7
2.2 USIKKERHET OM CO ₂ -PRISEN	9
2.3 EN HØYERE CO ₂ -PRIS FØRER TIL MER KONKURRANSE MELLOM KULLKRAFT OG GASSKRAFT	10
3 VIKTIGE UTVIKLINGSTREKK I DET EUROPEISKE KRAFTSYSTEMET	11
3.1 KULL- OG KJERNEKRAFTVERK: LEGGES NED PÅ GRUNN AV ALDER OG REGULERINGER	11
3.2 GASSKRAFT OG FORNYBAR: TAR EN STØRRE ROLLE I DET EUROPEISKE KRAFTMARKEDET	12
3.3 FORBRUK: ELEKTRIFISERING ØKER KRAFTFORBRUKET	13
3.4 UTVEKSLINGSKAPASITET: MER NETT OG KABLER	14
4 VIKTIGE UTVIKLINGSTREKK I DET NORDISKE KRAFTSYSTEMET	16
4.1 PRODUKSJON: STOR FORNYBARUTBYGGING OG UTFASING AV KULLKRAFT	16
4.2 FORBRUK: INDUSTRI- OG TRANSPORTSEKTOREN DRIVER NORSK FORBRUKSVEKST	21
4.3 KRAFTOVERSKUDD: FIREDOBLES FRA 2017 TIL 2030	24
4.4 UTVEKSLINGSKAPASITET: KAPASITETEN TREDOBLES	26
5 RESULTATER: ØKENDE NORSKE KRAFTPRISER	28
5.1 CO ₂ -PRISEN TREKKER KRAFTPRISEN I NORGE OPP	28
5.2 FLERE UTENLANDSKABLER BIDRAR OGSÅ TIL KRAFTPRISØKNING	29
5.3 STØRRE PRISFORSKJELLER MELLOM NORD OG SØR	29
5.4 MER KORTSIKTIG PRISVARIASJON ØKER VERDIEN AV REGULERBAR KRAFTPRODUKSJON	30
6 SENSITIVITETSANALYSE: FLEKSIBELT FORBRUK KAN FÅ STOR PÅVIRKNING PÅ KRAFTSYSTEMET	34
7 FORUTSETNINGER OG HOVEDRESULTATER I TALL	36

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 brenselpriser for 18 europeiske land¹ 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.

Oslo, oktober 2017

Anne Vera Skrivahaug
avdelingsdirektør

Vegard Willumsen
Seksjonssjef

*Fremtidige kraft- og brenselpriser 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 kraftteterspørsel 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 kraftteterspørsel 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

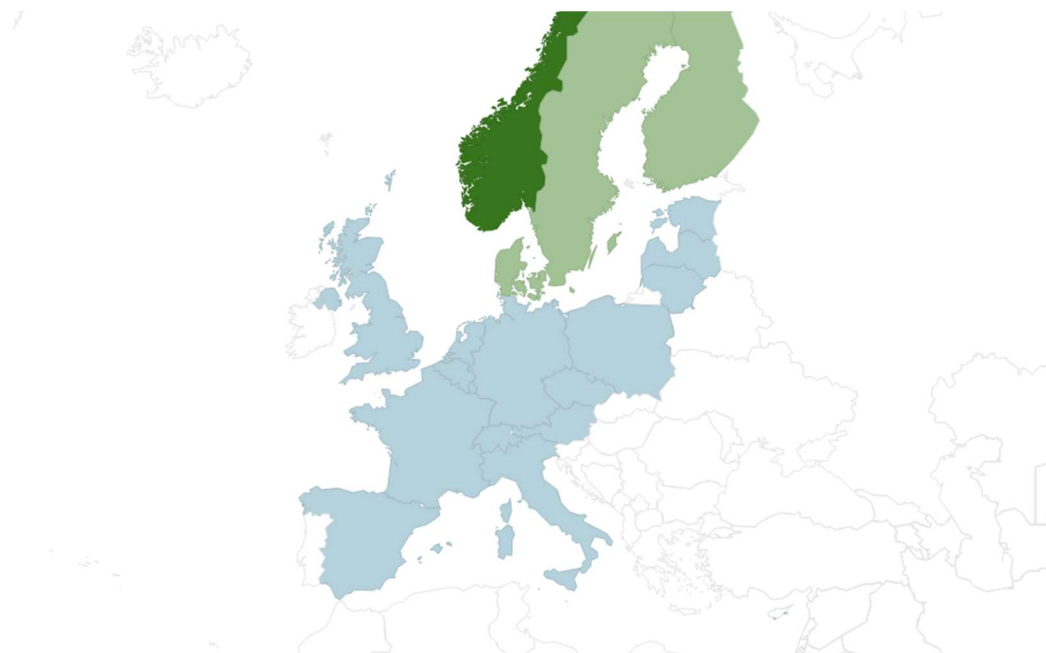
De nærmeste årene investeres det i mye ny vindkraft i Norge. Rundt 6 TWh er per tredje kvartal 2017 under bygging eller investeringsbesluttet. Det er i tillegg flere vindkraftprosjekter som kan komme til å fatte investeringsbeslutning før elsertifikatordningen stenger for nye norske prosjekter i 2021. 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 Analyseverktøy og endringer fra kraftmarkedsanalysen i 2016

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 deterministisk 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 1: Geografisk område for de ulike modellene. Times dekker Norge, Samnett modellerer Norden og The-MA modellerer kraftsystemet i de blåmerkede landene.

1.1 Viktige kilder for NVEs kraftmarkedsanalyse

For Norge begynner analysen med en fremskriving av det norske energisystemet til 2030. Et av resultatene er utviklingsbaner for norsk kraftforbruk, som er nødvendig for modelleringen av kraftmarkedet. Energisystemsfremskrivingen er basert på NVEs oversikt over kostnader i energisektoren² og NVEs energibruksrapport «Energibruk i Fastlands-Norge»³.

Kraftmarkedsmodellering krever i tillegg detaljerte beskrivelser av kraftsystemene i alle land, regioner og år som dekkes i modellverktøyene. Forutsetningene som ligger i disse beskrivelsene, styrer hva utfallet av modellberegningene blir. Arbeidet med forutsetninger er derfor helt sentralt.

² Kostnader i energisektoren

³ Rapport 25-2017

Forutsetningene NVE bruker er basert på en rekke kilder og NVEs kvalitative vurdering av disse. De mest sentrale kildene er:

- EU Reference Scenario – 2016⁴
- IHS Markit⁵
- ENTSO-E reference scenario⁶
- Nasjonale planer for utviklingen av kraftsystemet i de nordiske landene.

1.2 Endringer i forutsetninger fra fjorårets analyse

Brensels- og CO₂-priser

- Basisnivået for kull og gass ligger høyere enn i fjorårets analyse, og det er i tillegg et utfallsrom på brenselspriser i motsetning til i 2016. Utfallsrommet og basisscenario for fremtidig CO₂-pris er beholdt.

Europa

- Forbruks- og produksjonsutvikling er basert på IHS Markits Planning Scenario mot 2040 i landene utenfor Norden, med noen unntak.
- Brukstiden for nye vindkraftverk er høyere enn for gamle på grunn av teknologiutvikling og introduksjon av såkalte lavvindsturbiner i det europeiske kraftmarkedet.
- Forutsetninger på nettkapasitet er basert på ENTSO-Es referansedatasett fra TYNDP 2016.

Norden

- I Norge er det forventet en større økning i vindkraft enn vannkraft sammenlignet med fjorårets analyse. Det er dessuten forutsatt en økning i solkraftproduksjonen i årets analyse – i fjor var denne ikke inkludert.
- Oppdatert produksjons- og forbruksfremskrivning i Finland har ført til at det er forventet en forbruksvekst i Finland, mer i takt med produksjonsutviklingen. Det er forutsatt en fullstendig utfasing av kullkraft i Finland, noe som er nytt fra 2016.⁷
- Fjorårets analyse ble gjort før beslutningen om en utvidelse av det svenske elsertifikatmarkedet med nye 18 TWh til 2030. Det var likevel lagt til grunn en større økning i kraftvarmeverk mot 2030 i fjorårets analyse, men denne er nå erstattet av hovedsakelig vindkraft. Denne endringen er knyttet til vurderinger fra Energimyndigheten⁸.

⁴ <http://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy>

⁵ IHS Markit er et analysebyrå som blant annet tilbyr detaljerte data og analyser for mulig utvikling av kraftsystemet i europeiske land.

⁶ <http://tyndp.entsoe.eu/>

⁷ <http://tem.fi/en/energy-and-climate-strategy-2016>

⁸ Energimyndigheten: Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet (ER 2016:19)

1.3 Modelltekniske endringer fra 2016

Inneværende års analyse er en oppdatering av fjorårets publiserte kraftmarkedsanalyse fra NVE. I tillegg til at marked, system og politikk er i kontinuerlig endring, er det fire viktige modelltekniske endringer fra i fjor, som har betydning for analysen:

- Forbruk og produksjon i The-MA er modellert som nettostørrelser. Det vil si uten produksjon som dekker forbruk til kraftproduksjon. Av den grunn er nivåene på forbruk og produksjon for ulike land lavere enn i fjor, men kraftbalansene er sammenliknbare.
- The-MA er utvidet til dekke kraftsystemene i Italia og Spania
- Samnett har erstattet Samlast som nordisk kraftmarkedsmodell. Samnett har en bedre og mer realistisk måte å håndtere flaskehalser i nettet på.
- Værråene 1981-2010 er implementert i The-Ma-modellen. Det gir et større utfallsrom for vind-, sol- og vannkraftproduksjon i det europeiske kraftsystemet. Tidligere har ulike værår kun blitt modellert i det nordiske kraftsystemet.

2 Kull-, gass- og CO2-markedene er viktig for norske kraftpriser

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 ressursituasjon for vannkraftprodusenter. Det har ført til at den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge har vært noe lavere enn kostnaden for å produsere kullkraft. På tross av mange store endringer i det nordiske og det resterende europeiske kraftmarkedet fremover, forventer NVE at sammenhengen mellom de norske kraftprisene og produksjonskostnaden til kull- og gasskraftverk fortsatt er sterk i 2030.

Markedsprisene på kull, gass og CO2 varierer over tid som følge av kortsiktige og langsiktige svingninger i tilbud og etterspørsel. Det er derfor stor usikkerhet knyttet til fremtidig utvikling i brensel- og CO2-markedene. I denne analysen er det valgt å variere prisnivået på alle disse innsatsfaktorene, i motsetning til fjorårets analyse der kun CO2-prisen hadde et utfallsrom. Dette gjør at utfallsrommet for fremtidig kraftpris i Norge også blir større.

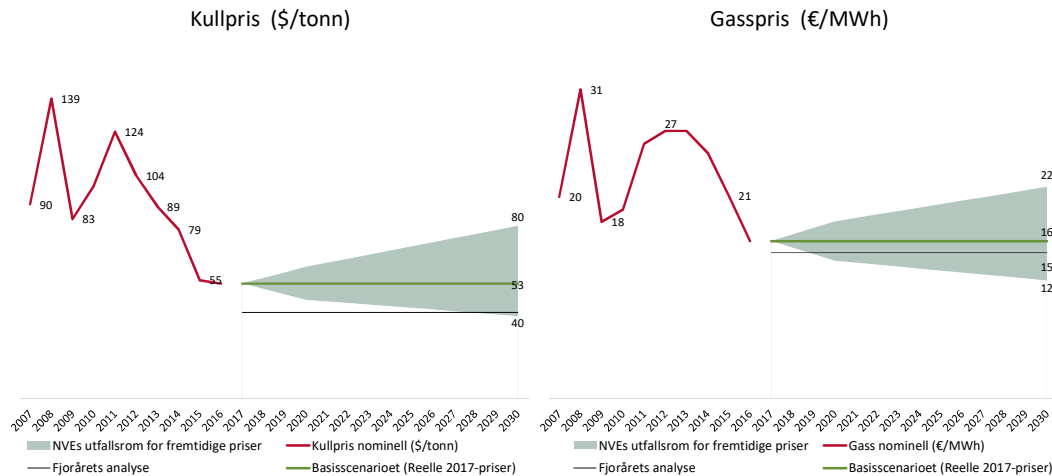
2.1 Kull- gasspriser mot 2030

De langsiktige brenselsprisforventningene bestemmes av utvinnings- og transportkostnader for henholdsvis kull og gass, samt etterspørselen etter brensel. Tradisjonelt er kull ansett som et globalt marked på grunn av den lave transportkostnaden. En økning i eksportkapasitet for LNG (flytende naturgass) har gjort at også gass i større grad handles som en global vare.

De siste ti årene har brenselsprisene i Europa gått kraftig nedover og stabilisert seg på et lavere nivå. Dette skyldes delvis mindre etterspørsel som følge av finanskrisen, men en stor del kan også tilskrives veksten innenfor skifergassproduksjon i USA. Dette har ført til at gasskraft har utkonkurrert kullkraft i det amerikanske kraftmarkedet, og redusert den globale etterspørselen etter kull. Veksten i Kina har samtidig avtatt, noe som også bidrar til å forklare nedgangen i kullprisen.

Globaliseringen av gassmarkedet gjør det mer utfordrende enn før å forutsi hvordan gassprisen utvikler seg fremover i tid. Tidligere var brenselsprisen for gass i Europa avhengig av oljeprisen, men dette har endret seg de seneste årene. Økt global handel i gassmarkedet bidrar til at den europeiske gassprisen i større grad enn tidligere påvirkes av forhold som produksjonskostnad for skifergass i USA og Australia, eller etterspørsel etter gass i Asia.

I basisscenarioet er det valgt å videreføre det gjennomsnittlige kull- og gassprisnivået fra 2016 helt frem til 2030. Dette gir priser på 53 \$/tonn for kull og 16 €/MWh for gass. Dette er et høyere nivå enn i fjorårets analyse, der fremtidsprisene fra mars 2016 ble lagt til grunn i hele perioden. I tillegg er det valgt et utfallsrom for både kull og gass som NVE mener er realistisk med dagens prisbilde. Utfallsrommet blir større utover i tid slik at usikkerheten i brenselpris er størst i 2030.



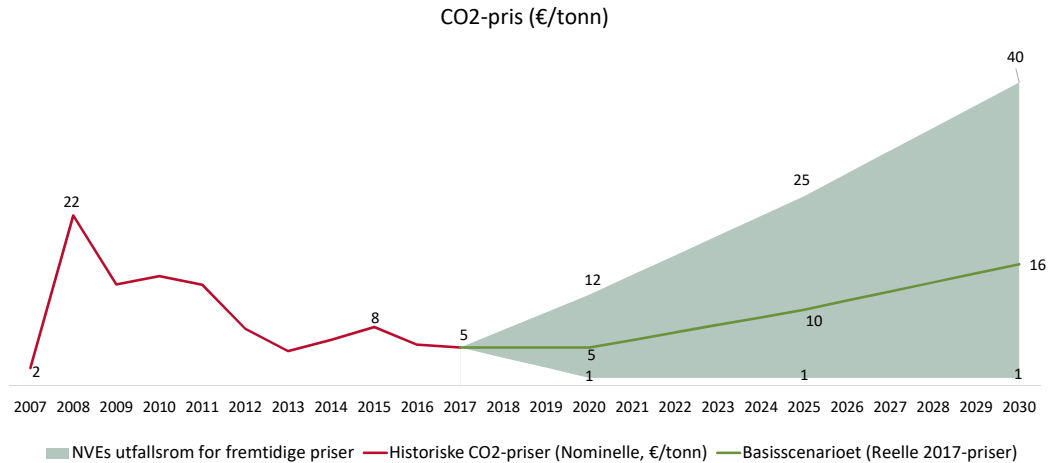
Figur 2: Basisscenarioet for kull og gass forutsetter flate priser frem mot 2030, mens utfallsrommet er relativt stort for begge brenselstypene mot 2030.

For kull er det valgt å variere prisen mellom 38 og 80 \$/tonn i 2030. Dette er en del lavere enn det gjennomsnittlige prisnivået de ti siste årene, men stemmer godt overens med prisvariasjonen som ble observert i løpet av 2016. Store deler av kullressursene i verden kan utvinnes til denne kostnaden, og en langsiktig kullpris utenfor dette båndet fører gjerne til tilpasninger på tilbud- eller etterspørselsiden. En kullpris på under 40 \$/tonn over en lengre periode fører til konkurser blant gruveselskaper og midlertidig stans i kullproduksjonen, mens et nivå på over 80 \$/tonn kan medføre at gasskraftverk utkonkurrerer kullkraftverk og etterspørselen etter kull faller.

Når det gjelder gass er det også valgt et utfallsrom som ligger på et lavere nivå enn de senere års historiske priser. Det er gjort en antakelse om et gassprisnivå mellom 12 og 22 €/MWh i 2030. Det lavere sjiktet av dette prisbåndet innebærer at gassprisene i Europa nærmer seg det amerikanske markedet, mens det høye nivået kan forklares ved at gassetterspørselen i verden øker for å erstatte mer karbonintensiv kullkraftproduksjon.

2.2 Usikkerhet om CO2-prisen

I basisscenarioet er det lagt til grunn at CO2-prisen stiger fra et relativt lavt nivå på 5 €/tonn i 2020 til 16 €/tonn i 2030. Bakgrunnen for denne antakelsen er at EU har mål om ytterligere utslippskutt frem mot 2030, og at det legges opp til at det europeiske kvotemarkedet skal være et viktigere virkemiddel enn i dag.



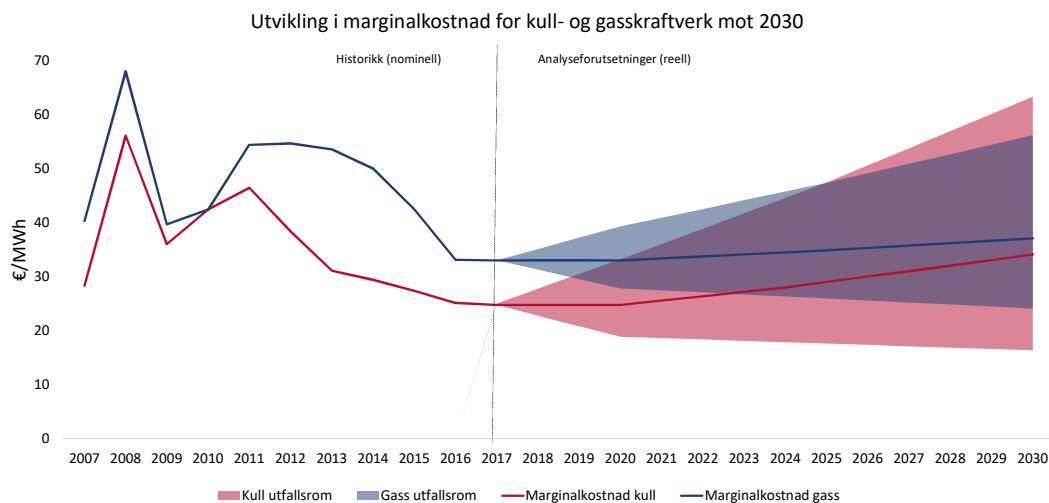
Figur 3: Det er lagt til grunn en økende CO2-pris i basisscenarioet fra dagens nivå på 5 €/tonn til 16 €/tonn i 2030. I høy- og lavprisscenarioet antas en CO2-pris på henholdsvis 40 og 1 €/tonn i 2030.

I årets analyse har NVE valgt å beholde utfallsrommet til CO2-prisen som i fjorårets analyse, der CO2-prisen varierer mellom 1 og 40 €/tonn i 2030. Utfallsrommet i CO2-prisen beskriver to ulike virkeligheter, der høyprisscenarioet innebærer et sterkt europeisk kvotemarked og lavprisscenarioet betyr at medlemslandene benytter andre virkemidler for å redusere utslipp, som fornybarutbygging og tvungen nedleggelse av fossil kraftproduksjon. Begge alternativer vil medføre utslippsreduksjoner i det europeiske kraftsystemet, men effekten på kraftprisen er vidt forskjellig.

2.3 En høyere CO2-pris fører til mer konkurranse mellom kullkraft og gasskraft

I denne analysen blir det europeiske og nordiske kraftmarkedet simulert i årene 2017, 2020, 2025 og 2030 med tre scenarioer for hvert år: Basis, Høy og Lav. Alle scenarioene er simulert med det samme forbruket, nettet og produksjonskapasiteten, mens brensel- og CO2-prisene varierer. I Lav er både kull-, gass- og CO2-prisen lav, mens Høy betyr at de høye scenarioene inntreffer for alle tre faktorene.

Utviklingen i marginalkostnadene til et gjennomsnittlig kullkraftverk og et gjennomsnittlig gasskraftverk forteller noe om konkurranseforholdet mellom disse to teknologiene. De siste ti årene har det kun vært i perioder i årene 2008 – 2010 at gasskraft har utkonkurrert kullkraft i kraftmarkedet. Siden 2011 har kullkraft vært den klart billigste teknologien av de to, men marginen er blitt redusert noe det siste året fordi gassprisen har falt mer enn kullprisen.



Figur 4: Marginalkostnaden til en gjennomsnittlig kullkraftverk stiger mer enn et gjennomsnittlig gasskraftverk som følge av en høyere CO2-pris i 2030. I høyprisscenarioet er gass- billigere enn kullkraft, mens i lavprisscenarioet er konkurranseforholdet mellom kull og gass som i dag, der kullkraft er vesentlig billigere å produsere enn gasskraft.

Med flate brenselpriser som antatt i basisscenarioet frem mot 2030, er det kun en økende CO2-pris som påvirker produksjonskostnaden til termiske kraftverk. Siden kullkraftverk påvirkes nesten tre ganger så mye som gasskraftverk av en økning i CO2-prisen, blir marginalkostnaden til kull og gass om lag like i 2030. Et effektivt gasskraftverk kan da utkonkurrere et mindre effektivt kullkraftverk.

I høyprisscenarioet blir gasskraft billigere å produsere enn kullkraft allerede i 2025, og man oppnår da et brenselsskifte («fuel switch») hvor konsekvensen er vesentlig lavere CO2-utslipp på grunn av lavere brukstid for kullkraftverk. I lavprisscenarioet er kull fortsatt den billigste teknologien, og produserer i mange timer av året. Konkurranseforholdet mellom kullkraft og gasskraft har ikke bare noe å si for kraftprisen, men også kraftbalansen i mange europeiske land endrer seg mye hvis gass blir billigere enn kull. Tyskland og Polen reduserer sin kullkraftproduksjon og må importere mer fra sine naboland, mens Storbritannia og Nederland øker sin gasskraftproduksjon.

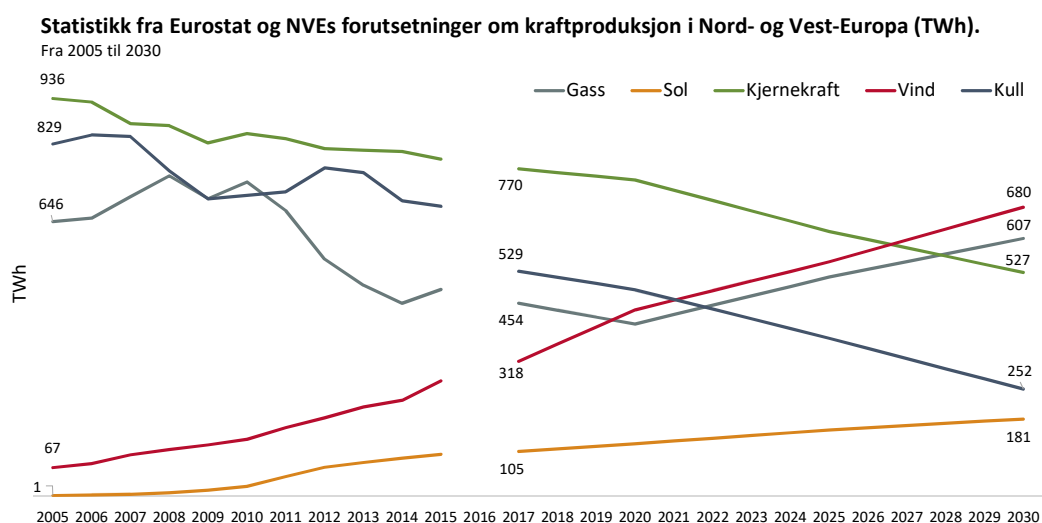
3 Viktige utviklingstrekk i det europeiske kraftsystemet

Utviklingen i det europeiske kraftmarkedet er viktig for Norge og Norden i dag, og vil ha enda større betydning i fremtiden med mer utvekslingskapasitet mellom Norden og kontinentet på plass. Det europeiske kraftsystemet gjennomgår en stor endring der termisk kraftproduksjon fra kull- og kjernekraft reduseres mens det bygges store mengder uregulerbar vind- og solkraft. Dette krever en høyere utbyggingstakt innenfor nett enn tidligere, og det er forventet store økninger i overføringskapasitet både innad i enkeltland og på tvers av landegrenser. Selv om det i Europa er en gradvis dekobling mellom økonomisk vekst og kraftforbruk, er det antatt at en elektrifisering av transport- og varmesektoren samlet sett fører til vekst i kraftforbruket mot 2030.

3.1 Kull- og kjernekraftverk: Legges ned på grunn av alder og reguleringer

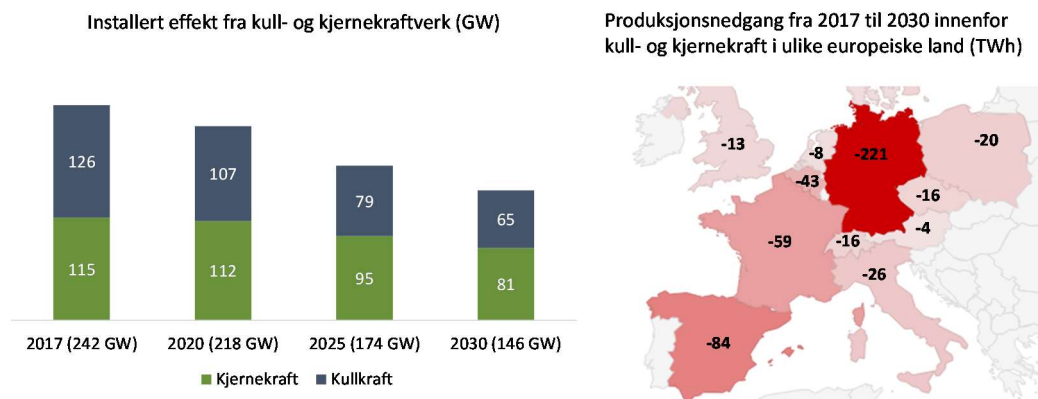
Siden 1990 har kraftproduksjonen i de europeiske landene som er modellert økt fra cirka 2250 TWh til 3000 TWh i 2015. I perioden 2005-2015 har produksjon fra termiske kraftverk gått ned samtidig som fornybarutbyggingen av vind og sol har økt. Nedgangen i produksjon fra kull- og kjernekraftverk skyldes i stor grad nedleggelser av produksjonskapasitet grunnet alder og tilstand på anlegg, mens reduksjonen i produksjon fra gasskraft er forårsaket av en svak konkurransesituasjon siden 2011.

Frem mot 2030 antas det at totalproduksjonen i Europa holder seg på samme nivå, men at produksjonsmiksen endrer seg. Mange europeiske land har besluttet en reduksjon eller utfasing av kjernekraftverk innen 10-15 år, blant annet Tyskland. Også Frankrike ønsker å redusere sin avhengighet av kjernekraft fra over 75 til 50 prosent av forbruket innen 2025, men politisk uenighet gjør det vanskelig å si hvor realistisk dette målet er. Storbritannia går i motsatt retning av flere vest-europeiske land, og NVE legger til at grunn at det bygges ny kjernekraft til erstatning for eldre reaktorer. Usikkerheten rundt utvikling i britisk kjernekraftproduksjon er betydelig.



Figur 5: Kraftproduksjonen fra kjernekraft og kullkraft blir erstattet med vind, sol og gass mot 2030.

Produksjonen fra kull blir redusert fordi eldre kraftverk ikke erstattes når levetiden deres løper ut, og flere land ønsker også å kvitte seg fullstendig med kullkraftproduksjon før 2030. Storbritannia har vedtatt å fase ut kull fullstendig innen 2025, men produksjonen fra kull ble redusert kraftig allerede i 2016 da CO₂-gulvet i Storbritannia doblet seg fra 9 til 18 £/tonn CO₂. Den britiske særavgiften på CO₂ gjør at produksjonskostnaden til gasskraftverk blir lavere enn for kullkraftverk, og dette har ført til store utslippsreduksjoner fra den britiske kraftsektoren.



Figur 6: Andelen kjernekraft og kullkraft antas å gå kraftig ned i Europa. Figuren til høyre viser hvilke land som har den største nedgangen i TWh fra disse teknologiene mellom 2017 til 2030. Spesielt Tyskland vil redusere sin produksjon fra termiske kraftverk grunnet nedleggelser av spesielt kjernekraftverk.

Tyskland og Polen har høyest installert effekt fra steinkull- og brunkullkraftverk i Europa, og begge land er avhengig av kull som grunnlast i sitt kraftsystem i dag. Utvinning av lignitt (brunkull) sysselsetter mange mennesker, og tvungne nedleggelser av lignittverk er politisk omstridt. Samtidig har Tyskland sterke klimaambisjoner, og det er derfor lagt til grunn at installert effekt fra kullkraftverk halveres mot 2030. I Polen gjør politisk motstand at det blir vanskeligere å redusere kullkraftavhengigheten, men også her kan høy alder på mange kraftverk gi en redusert kullkraftproduksjon de neste årene. Totalt har NVE antatt at nesten 100 GW produksjonskapasitet fra kull- og kjernekraftverk forsvinner fra 2017 til 2030.

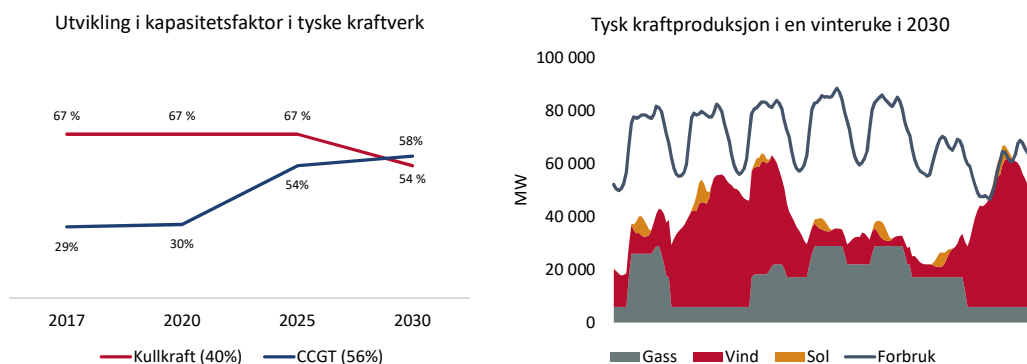
3.2 Gasskraft og fornybar: Tar en større rolle i det europeiske kraftmarkedet

De siste ti årene har kraftproduksjonen fra kull-, kjerne- og gasskraft gått ned, mens fornybar kraftproduksjon har økt. (Figur 5). Energi- og klimapolitiske signaler samt teknologisk utvikling tilsier at nedgangen i kull- og kjernekraft fortsetter mot 2030, mens fornybarutbyggingen øker. Hvordan gasskraftproduksjonen utvikler seg er imidlertid svært usikkert. At gasskraftproduksjonen i Europa har gått ned det siste årene, kan i stor grad forklares med at gasskraftverk har hatt høyere kostnader enn kullkraftverk. Frem mot 2030 kan imidlertid økt gasskraftproduksjon på bekostning av kullkraft bidra til å nå politiske mål om reduksjoner i klimagassutslipp fra kraftsystemet i Europa. For at dette skal inntreffe må produksjonskostnadene i gasskraftverk være lavere enn for kullkraftverk, eller kullkraftverkene må tvinges ut av kraftmarkedet gjennom politisk regulering.

I denne analysen legger NVE til grunn at gasskraftproduksjon bidrar til å dekke opp for nedgangen i produksjon fra kull- og kjernekraft mellom 2020 og 2030. Det er først og fremst eksisterende gasskraftverk som får økt brukstid, men også enkelte investeringer i ny kapasitet er forutsatt. Produksjonsveksten kommer som en funksjon av forutsetninger om

økt CO₂-pris og redusert produksjonskapasitet fra kull- og kjernekraft. Førstnevnte gjør gasskraft kostnadmessig mer konkurransedyktig sammenliknet med kullkraft. Sistnevnte øker behovet for gasskraftproduksjon fordi det er mindre tilgjengelig produksjonskapasitet i systemet når kull- og kjernekraft antas fasen ut.

Som følge av NVEs forutsetninger om at gasskraft får en større energi- og effektmessig rolle i kraftsystemet, utgjør teknologien en større del av den fleksible kraftproduksjonen i 2030 enn i dag. I perioder med lite produksjon fra uregulerbare fornybare kilder bidrar gasskraft til å møte forbruket. Figuren under viser hvordan gasskraftverkene i Tyskland reguleres opp i starten av uken når forbruket er høyt og vindkraftproduksjonen er lav, og regulerer ned i helgen når produksjonen fra vind og sol tar seg opp.



Figur 7: Kapasitetsfaktoren, eller brukstiden, til et CCGT-gasskraftverk med høy virkningsgrad antas å være høyere i 2030 enn et typisk kullkraftverk i Tyskland. Simulert kraftproduksjon i Tyskland i 2030 viser hvordan gasskraften regulerer seg etter forbruket som ikke dekkes av fornybar kraftproduksjon fra vind og sol

Fornybarutbyggingen i Europa forutsettes å fortsette mot 2030 hjulpet frem av ulike støttesystemer, lavere teknologikostnader og en høyere kraftpris. Utbygging av mer effektive vindturbiner fører til høyere brukstid og mer produksjon fra hver megawatt, og i landene rundt Nordsjøen er det lagt til grunn at flere vindparker bygges til havs. Det er antatt en flatere vekst i solkraftproduksjon fremover enn det som ble observert mellom 2008 og 2012, da utbyggingen i blant annet Tyskland nesten doblet seg årlig. Siden har endringer i støttesystemene i flere land ført til en lavere utbyggingstakt, og det er valgt å fremskrive denne veksttaket mot 2030. Land med lav utbygging av sol i dag, eksempelvis Frankrike og Storbritannia, antas å ha en høyere prosentvis vekst innenfor solkraft enn i land der solceller er mer utbredt, som i Tyskland og Italia.

I 2030 antas det at vind- og gasskraftproduksjon har overtatt rollen til kull- og kjernekraft som de største energikildene i den europeiske kraftsektoren. Samlet gir NVEs forutsetninger en 30 prosents reduksjon i klimagassutslipp fra kraftsystemet i landene som er modellert fra 2017 til 2030. I scenarioet med høye CO₂-priser er nedgangen større, mens i lavprisscenarioet er nedgangen mindre.

3.3 Forbruk: Elektrifisering øker kraftforbruket

Elektrisitetsforbruket i Europa har vært relativt uendret siden 2010 etter en sterk nedgang i forbindelse med finanskrisen. Tyskland, Frankrike og Storbritannia har omtrent halvparten av forbruket i de europeiske landene som er modellert. For landene utenom Norden har

NVE basert seg på forbruksfremskrivingene til analysebyrået IHS Markit. I de fleste land er det lagt til grunn en forbruksvekst på rundt fem prosent frem mot 2030 grunnet mer elektrifisering av transport- og varmesektoren. Denne utviklingen drives frem av teknologiutvikling innenfor elbiler og varmepumper, samt EUs mål om energieffektivisering, som oppfordrer til elektrifisering da dette gir høyere virkningsgrad og lavere energibruk totalt sett.

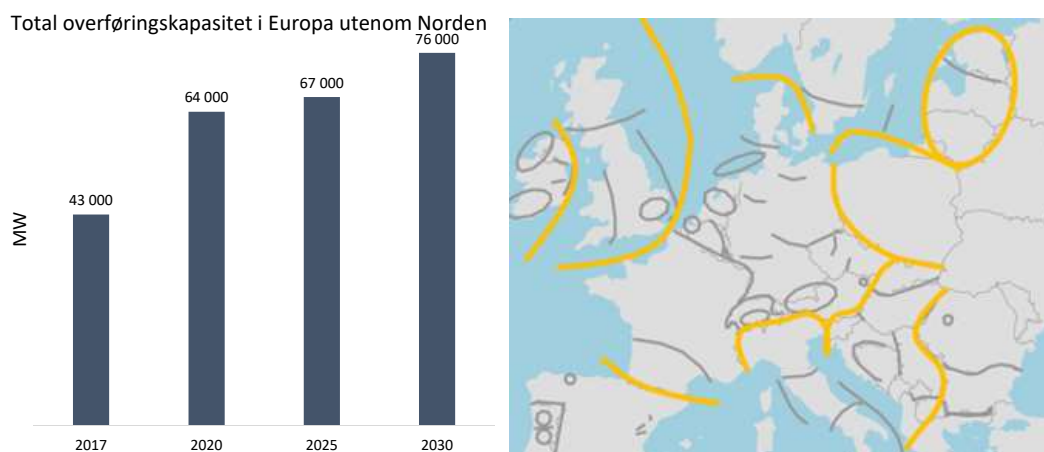
Forbruksveksten er sterkest i Polen, Baltikum og Spania, mens veksten er mer moderat i de vest-europeiske landene. Totalt sett øker kraftforbruket med litt over 120 TWh fra 2017 til 2030.

Selv om forbruksnivået ikke er forventet å endre seg dramatisk frem til 2030, kan store endringer skje innenfor forbruksprofilen. Mer variable kraftpriser, automatiske strømmålere og utviklingen innenfor batterier kan føre til en større fleksibilitet hos alminnelig forbrukere. NVE har gjort en egen analyse hvor man ser på hvordan aktiv bruk av batterier kan påvirke kraftprisene, men det er ikke lagt til grunn i basisscenarioet (se 6).

3.4 Utvekslingskapasitet: Mer nett og kabler

Mindre kull- og kjernekraft og mer uregulerbar produksjon fører til behov for utbygging av mer nett i Europa. Paraplyorganisasjonen til de europeiske sentralnettoperatorene, 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, som beskriver den forventede nettkapasiteten mellom ulike land i 2020 og 2030 basert på kjente planer.

Referansescenarioet til ENTSO-E gir over 20 000 MW i økt overføringskapasitet mellom 2017 og 2020, og så en videre stigning på over 10 000 MW til 2030. At økningen er såpass stor til 2020 sammenlignet med 2030 skyldes antakeligvis metoden til ENTSO-E, der de kun legger til grunn det som ansees å være ganske sikre planer, og det er mye usikkerhet frem mot 2030.



Figur 8: Overføringskapasiteten er forventet å øke sterkt mot 2020 og 2030 i henhold til ENTSO-E referansescenario. I ti-årsplanen til ENTSO-E identifiserer de flaskehalser og undersøker hvorvidt det finnes nok lønnsomme nettprosjekter som kan redusere prisforskjellene mellom ulike land og områder.

Når europeiske land som Norge er fysisk knyttet til øker sin overføringskapasitet med andre land, kan dette påvirke flyten på overføringsforbindelser mellom Norge og utlandet. Det er dermed viktig å vite hvordan utvekslingskapasiteten utvikler seg i land som Norge handler med eller kommer til å handle med i fremtiden.

Tyskland planlegger å øke sin overføringskapasitet til Nederland, Østerrike, Sveits og Polen. Mot Nederland planlegges en økning på 2000 MW innen 2020, noe som kan bidra til at kraftprisen i de to landene er tilnærmet like. Totalt øker overføringskapasiteten med 10 000 MW sett bort fra økningen mot Norden. Internt i Tyskland er det i dag store flaskehalser mellom nord og sør som begrenser overføringskapasiteten fra Sverige og Danmark til Norden. Disse er forutsatt løst i 2025, etter ferdigstillingen av flere store forbindelser gjennom Tyskland.

Storbritannia ser på økt overføringskapasitet som en viktig brikke for å redusere utslipp fra kraftsektoren og øke fornybarutbyggingen uten at dette går utover forsyningssikkerheten i landet. Kabelen fra Norge til Storbritannia er et bidrag til dette, men nye forbindelser mot Frankrike og Belgia vil også øke overføringskapasiteten med over 4000 MW de kommende årene. I tillegg til kablene fra Norden til Storbritannia, viser NVEs analyse at denne overføringskapasiteten bidrar til å redusere kraftprisene i Storbritannia de neste åtte årene.

Lenger sør er det også forventet en større økning i overføringskapasitet som knytter Spania og Italia nærmere det øvrige europeiske kraftmarkedet via Frankrike, Sveits og Østerrike. Dette gjør at endringer i disse landene, på tross av at de geografisk er langt unna Norden, kan ha en påvirkning på kraftprisen også her.

4 Viktige utviklingstrekk i det nordiske kraftsystemet

Det nordiske kraftsystemet har i dag en kraftproduksjon som overstiger forbruket i gjennomsnittsåret. NVEs antakelser om nordisk kraftproduksjon- og forbruk gir en økning i det nordiske kraftoverskuddet fra 7 TWh i 2017 til 28 TWh i 2030. Hovedårsaken til dette er at det bygges mer fornybar kraftproduksjon fra vind, vann, bio og sol i alle de nordiske landene, samt to nye kjernekraftverk i Finland som oppveier nedleggelsen av eldre reaktorer i både Sverige og Finland. Samtidig har NVE forutsatt at all kullkraftproduksjon i det nordiske kraftsystemet er faset ut innen 2030. De nærmeste årene er det antatt NVE at det kommer en forbruksøkning innen både bygg og industri i Norge, mens elektrifiseringen av transportsektoren kan få større påvirkning på kraftforbruket i slutten av perioden. I tillegg vil flere forbindelser til både Nederland, Tyskland og Storbritannia nært tredoble overføringskapasiteten mellom Norden og resten av Europa.

4.1 Produksjon: Stor fornybarutbygging og utfasing av kullkraft

Det er forutsatt en økning i nordisk kraftproduksjon fra 400 TWh i 2017 til 450 TWh i 2030, drevet frem av en sterk utbygging av fornybare teknologier, spesielt vind. Dessuten antas det at konvertering til biomasse erstatter mye av kullkraftproduksjonen i Norden, som det legges til grunn at fases ut i slutten av perioden. Det forventes at den finske kjernekraftreaktoren Olkiluoto 3 ferdigstilles innen 2020, og at denne erstatter volumet som forsvinner som følge av nedleggelsen av flere svenske reaktorer.

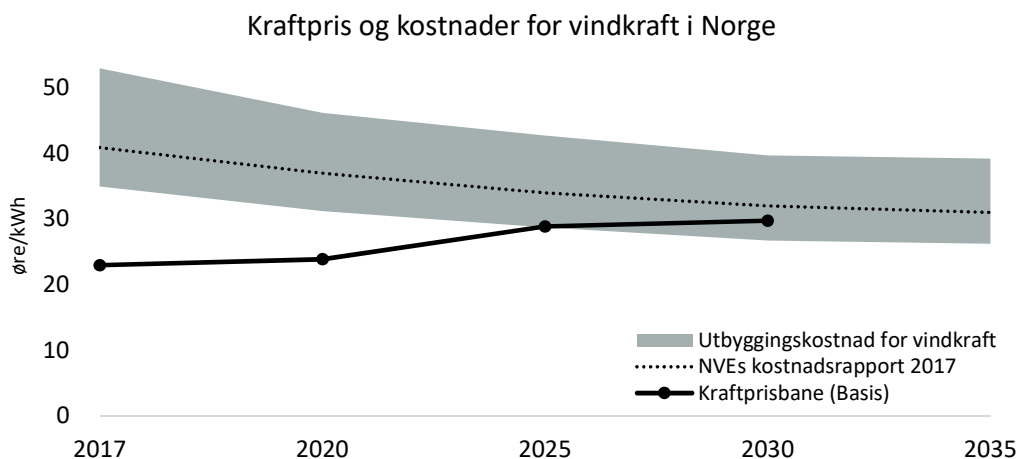
Fornybarutbyggingen i Norge er drevet av støtteordninger og teknologiutvikling

Kraftproduksjonen i Norge vil øke de tre neste årene, fordi det bygges nye kraftverk innenfor elsertifikatordningen. NVE legger til grunn at mesteparten av utbyggingen mellom 2017 og 2021 vil komme i form av vindkraftverk, men det bygges også en del større og mindre vannkraftverk. Etter 2020 må ny kraftproduksjon må være lønnsom uten subsidier for å bli realisert.

Vannkraft utgjør mesteparten av norsk kraftproduksjon i 2017 og produserer 133 TWh i et normalt tilsigsår. Det er for tiden under bygging flere større vannkraftprosjekter, både opprustning og utvidelse av eksisterende anlegg og helt nye kraftverk. Noen av disse, eksempelvis Lysebotn II, innebærer både høyere produksjon og mer effekt, slik at vannkraftverkene kan kjøres mer fleksibelt. Ny produksjon fra større vannkraftverk utgjør til sammen et volum på rundt 1,3 TWh til 2020. Dessuten er et stort antall småkraftverk under bygging for tiden. I NVEs fremskrivninger er det antatt at vannkraftproduksjonen øker med totalt 3 TWh de neste årene. Etter 2020 er det lagt til grunn en økning på 1 TWh.

Rundt 6 TWh vindkraft er for tiden investeringsbesluttet eller under bygging i Norge. Det er usikkert hvor mye ny vindkraft som kommer i tillegg til dette, men det er sannsynlig med flere utbygginger innen 2020. NVE har lagt til grunn at det settes i drift ytterligere 4 TWh innen 2020. Antakelsen er basert på at det kan finnes flere prosjekter som er aktuelle for utbygging, enn de som allerede er investeringsbesluttet eller under bygging. Etter 2020 antas en stopp i utbyggingen før kostnadsreduksjoner gjør norsk vindkraft lønnsom uten

støtte etter 2025. Kostnadsreduksjonen er basert på NVEs kostnadsrapport⁹, der det legges til grunn en reduksjon i energikostnad over levetiden (LCOE) fra 40 øre i dag til 31 øre/kWh i 2035. Om en slik utvikling inntreffer, er det usikkert hvor mye ny produksjon som utløses. NVE har antatt at det kommer ytterligere 5 TWh vindkraft mellom 2020 og 2030.



Figur 9 De billigste vindkraftprosjektene kan bli lønnsomme uten støtte med kraftprisene i basisscenarioet. Det kan bidra til å utløse flere investeringer i vindkraft i Norge også etter 2020.

Ved utgangen av 2016 var det installert i underkant av 30 MW solkraft i Norge. Det er usikkert hvor mye ny solkraft som kan bli installert innen 2030. I denne analysen er det antatt en utbygging på 1500 MW, noe som er basert på en fremskriving av historisk veksttakt. Med en brukstid på rundt 800 timer gir dette en produksjon i 2030 på 1,2 TWh.

Fortsatt vekst i nordisk fornybarutbygging

Fornybarutbyggingen i Norden har vært sterk de siste årene, med høy utbygging av spesielt vindkraft i både Sverige og Danmark. Nasjonale planer i de ulike landene legger opp til en videre vekst, samtidig som utfasingen av kullkraft i Norden til 2030 er forutsatt at gir høyere produksjon fra biomasse.

I Sverige har mesteparten av ny fornybar kommet som vind og bio, drevet frem av elsertifikatmarkedet som har eksistert siden 2003 og vært felles med Norge siden 2012. Den svenske Riksdagen har besluttet at elsertifikatsystemet skal utvides til 2030 med 18 TWh, men Norge har valgt å ikke bli med videre etter 2021. Samtidig vil en eventuell utbygging utover det norsk-svenske målet på 28,4 TWh til 2021 regnes inn i det svenske målet på 18 TWh i 2030, uavhengig om utbyggingen skjer i Norge eller Sverige. Dessuten vil ny produksjon delvis erstatte eldre vind- og biokraftverk, som fases ut grunnet endt teknisk levetid. Det er dermed ikke gitt at det blir nettoutbygging på 18 TWh i Sverige mellom 2020 og 2030.

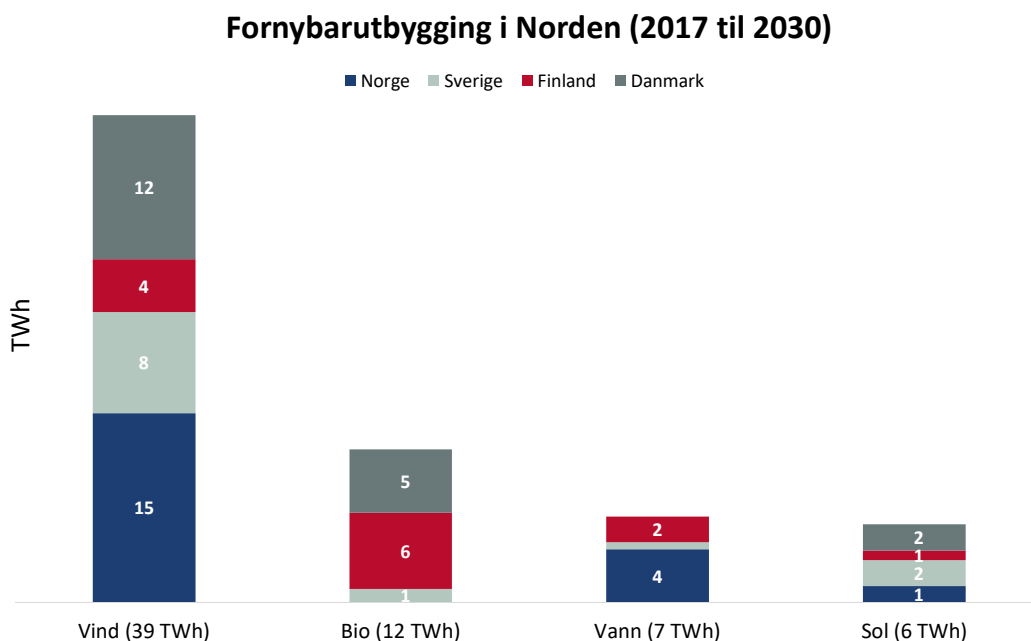
Ifølge tall fra Energimyndigheten¹⁰ kan det bli lagt ned om lag 5 TWh kraftproduksjon før 2030, derav 3 TWh bio og 2 TWh vind. I dette anslaget har Energimyndigheten antatt at

⁹ <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnader-i-energisektoren/>

¹⁰ <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/elcertifikat/er-2016-19-kontrollstation-2017-for-elcertifikatsystemet-del-2-och-forslag-pa-kvoter-for-18-twh-till-2030---justerad-figur-13-och-14.pdf>

vindkraftverk bygd på 2000-tallet har en teknisk levetid på 22 år, men skriver samtidig at opptil 20 TWh vindkraftproduksjon kan bli lagt ned før 2030 hvis levetiden kun er 15 år. I NVEs analyse er det antatt at nettoøkningen innenfor fornybar kraftproduksjon i Sverige blir på 8 TWh mellom 2021 og 2030, mesteparten vind, men også en del sol. Nye biokraftverk bygges kun for å erstatte eldre anlegg, slik at produksjonen opprettholdes på dagens nivå.

Også i Danmark og Finland skjer en del investeringer i landbasert vindkraft de neste årene. I Danmark antar NVE at det i tillegg bygges havbasert vindkraft, blant annet parken Kriegers Flak. Den er tilkoblet både Danmark og Tyskland, og øker derfor utvekslingskapasiteten mellom landene med 400 MW. Totalt i Norden er det antatt at vindkraftproduksjonen dobler seg fra dagens nivå på 40 TWh til 80 TWh i 2030.



Figur 10: Mesteparten av investeringene i fornybar kraftproduksjon i Norden antas å komme innenfor landbasert vindkraft mot 2030, grunnet støtteordninger og lavere investeringskostnader. Dessuten forutsetter NVE at bio erstatter kull i både Danmark og Finland. Etter hvert kan også solkraft utgjøre et visst volum i Norden.

Det pågår også en markant endring i de andre nordiske landene innen termisk kraftproduksjon, der kullkraftverk blir konvertert til å fyre med biomasse. Ombyggingen fra kull til bio har pågått i Danmark i flere år, og selv om danske myndigheter har et mål om kullutfasing i 2030, har det danske energiselskapet Dong besluttet å slutte med kull innen 2023.¹¹

I november 2016 la den finske regjeringen frem sin energi- og klimastrategi¹², der målet er å fase ut kullkraftproduksjonen fullstendig innen 2030. Også her legges det opp til at konvertering til biomasse skal spille en viktig for å få ned utslippene fra kraftsektoren.

¹¹ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/danishclimatepolicyplan_uk.pdf

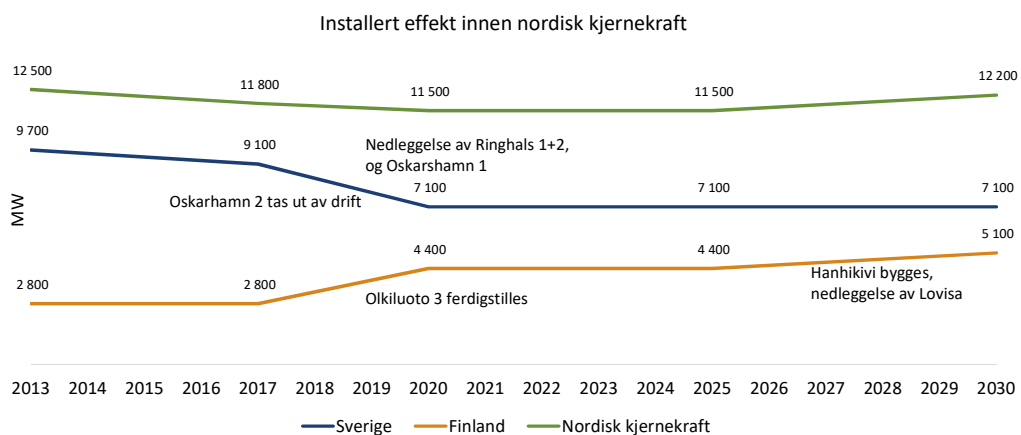
¹² <http://tem.fi/en/energy-and-climate-strategy-2016>

Med bakgrunn i de nordiske landenes klima- og energipolitikk, antar NVE et nordisk kraftsystem uten kullkraft i 2030. Dette innebærer at omtrent 18 TWh kullkraftproduksjon tas ut av kraftmarkedet, og delvis erstattes av en økning på 12 TWh fra biokraftproduksjon.

Nedleggelsen av svenske kjernekraftverk oppveies av nye reaktorer i Finland

Nordisk kjernekraft er også i endring. I Sverige er det besluttet at de fire eldste reaktorene skal stenges ned i forkant av utløpt levetid, og før 2020. Oskarshamn 2 har ikke vært i drift siden 2013, mens Oskarshamn 1 ble stengt i juni 2017. Ringhals 1 og 2 er planlagt tatt ut av drift i henholdsvis 2020 og 2019.

De resterende reaktorene kan med rammevilkårene som er presentert i den svenske Energikommisjonen forventes å være i drift ut levetiden, som er mellom 2035 og 2045. I Finland forventes den nye reaktoren Olkiluoto 3 å være i drift innen 2020, på tross av flere utsettelse. I sum utlikner den nye reaktoren i Finland nedstengningen i Sverige, slik at det ikke forventes større endringer i totalproduksjon fra nordisk kjernekraft fra 2017 til 2020.

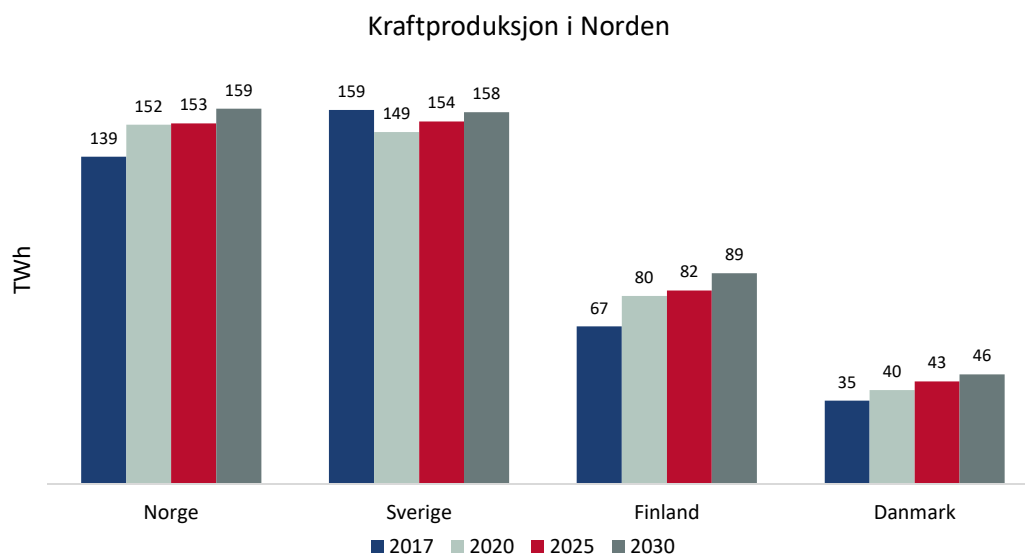


Figur 11: På tross av nedleggelse av kjernekraftverk i Sverige, antar NVE at nye reaktorer i Finland bidrar til at kraftproduksjonen fra kjernekraft i Norden opprettholdes rundt dagens nivå frem til 2030.

I Finland er det behov for flere investeringer i kjernekraft for å forhindre et for stort kraft- og effektunderskudd, gitt den energi- og klimapolitikken som føres i dag. Det vurderes derfor som sannsynlig at ytterligere en ny kjernekraftreaktor bygges i Finland før 2030 (Hanhikivi), til erstatning for kullkraftverk og utfasing av tre gamle kjernekraftreaktorer med antatt levetid til 2028-2032. Usikkerheten i når og hvorvidt denne reaktoren ferdigstilles er imidlertid betydelig.

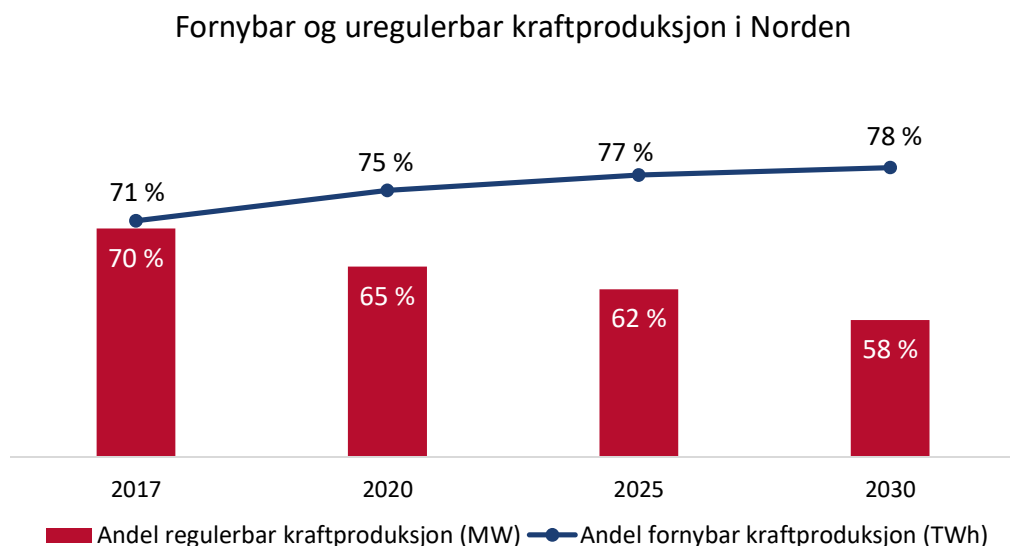
Kraftproduksjonen i Norden blir mer fornybar og uregulerbar

Totalproduksjonen i Norden antas å øke fra dagens nivå på 400 TWh til cirka 450 TWh i 2030. Norge, Finland og Danmark opplever en sterk vekst i denne perioden, mens nedleggelsen av flere kjernekraftverk i Sverige reduserer produksjonen til 2020.



Figur 12 Kraftproduksjonen i Norge, Finland og Danmark antas å øke frem til 2030, mens i Sverige erstatter ny fornybarproduksjon utfaset kjernekraftproduksjon.

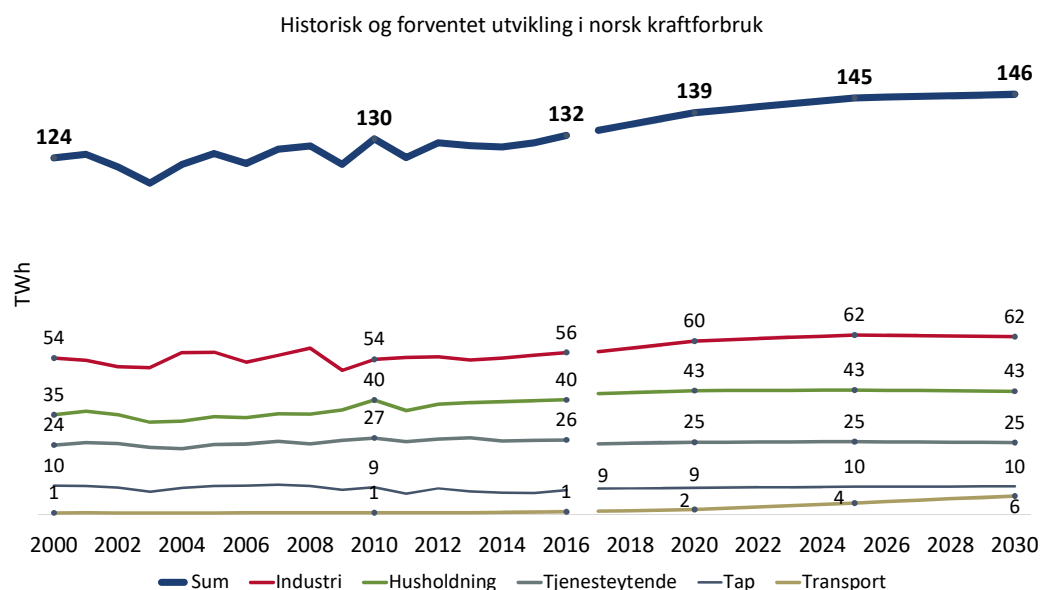
Foruten at kraftproduksjonen i Norden øker mot 2030, er det også en stor endring i sammensetning fra ulike energikilder. Mesteparten av produksjonsveksten kommer i form av fornybar kraftproduksjon fra uregulerbar vind, vann og sol. Dermed øker andelen fornybar kraftproduksjon i Norden mot 2030, mens andelen regulerbar kraftproduksjon minker.



Figur 13 Det er lagt til grunn at kraftproduksjonen i Norden blir mindre regulerbar og mer fornybar mot 2030.

4.2 Forbruk: Industri- og transportsektoren driver norsk forbruksvekst

Det nordiske forbruket av kraft antas å øke, men ikke i like rask takt som kraftproduksjonen de neste tre år. Fremskrivingene av kraftforbruk i Norge er basert på NVE-rapporten «Energibruk i Fastlands-Norge»¹³. 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. I Norden for øvrig antas det også at befolkningsvekst og økonomisk vekst bidrar til noe økt kraftforbruk.



Figur 14: Kraftforbruket i Norge er antatt å øke frem mot 2025 grunnet høyere industriforbruk og elektrifisering av bygg- og transportsektoren. Deretter legger NVE til grunn en utfasing av det totale kraftforbruket i Norge.

Industriforbruket øker innenfor aluminiumsproduksjon og petroleumssektoren

Industriforbruket i Norge har ligget stabilt rundt 55 TWh siden år 2000, med unntak av en reduksjon grunnet finanskrisen i 2009. Frem mot 2020 er det antatt en økning på 4 TWh grunnet Hydros pilotanlegg på Karmøy, Wackers nye silisiumsovn på Holla Metall og elektrifisering av petroleumssektoren. Elektrisitetsforbruk fra det norske kraftsystemet til petroleumssektoren antas å nå sin topp i perioden 2020-2025, for så å reduseres noe i perioden videre grunnet endt levetid på enkelte elektrifiserte felt. Samtidig er det lagt til grunn at Hydro investerer i et fullskalaanlegg på Karmøy før 2025, som vil bruke ytterligere 3-4 TWh/år. Det er også antatt en svak vekst innenfor datasentre. Totalt medfører dette at industriforbruket øker fra 56 TWh i 2016 til 62 TWh i 2030.

Befolkningsvekst og utfasing av oljefyr bidrar til økt elforbruk på kort sikt

Kraftforbruk i bygg er forutsatt vil stige frem til midten av 2020-årene. Befolkningsvekst i Norge fører med seg flere kvadratmeter med boliger og yrkesbygg. I tillegg er det antatt at utfasing av oljefyr øker andelen elektrisk oppvarming. Fra rundt midten av 2020-tallet antas det at trenden i elektrisitetsforbruket i bygg snur. Rehabilitering av eldre bygg, strengere bygningstekniske standarder og mer effektivt oppvarmingsutstyr bidrar til at samlet

¹³ http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_25.pdf

elforbruk i husholdninger og tjenesteytende næringer reduseres, på tross av befolkningsvekst og økonomisk vekst.

Elektrifisering av transport blir den viktigste driveren for norsk forbruksvekst

For utviklingen i transportsektoren er det vurdert to ulike scenarioer fra Nasjonal transportplan (NTP)¹⁴. Basisscenarioet fra NTP er i tråd med referansebanen i Perspektivmeldingen, og baserer seg i stor grad på en fremskriving av dagens virkemiddelbruk og kjente teknologier. Likevel fører det 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 tillegg presenterer NTP et «disruptivt» scenario som i større grad skal illustrere et teknologiskifte på transportområdet. I dette scenarioet 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 fremskrivninger.

For å illustrere betydningen for kraftsystemet av en større elektrifisering av transportsektoren har NVE lagt til grunn det disruptive scenarioet fra nasjonal transportplan. Valg av transportscenario har liten betydning for nordisk kraftbalanse og norske kraftpriser. Det ekspansive scenarioet er imidlertid interessant i vurderingen av hvordan forbrukerteknologi kan påvirke kraftsystemet over tid.

Tabell 1: Norsk forbruk av elektrisitet (i TWh). Forbruket antas å øke gjennom hele perioden, men med lavere økning mot slutten av perioden.

	2017	2020	2025	2030
Husholdning	42.0	43.0	43.2	42.8
Tjenesteytende	24.6	25.1	25.3	25.0
Transport	1.2	1.8	4.0	6.5
Industri	56.5	60.2	62.3	61.7
Norsk nettoforbruk	124.2	130.1	134.8	136.0
Tap	9.0	9.3	9.7	9.8
Norsk bruttoforbruk	133.2	139.5	144.5	145.8

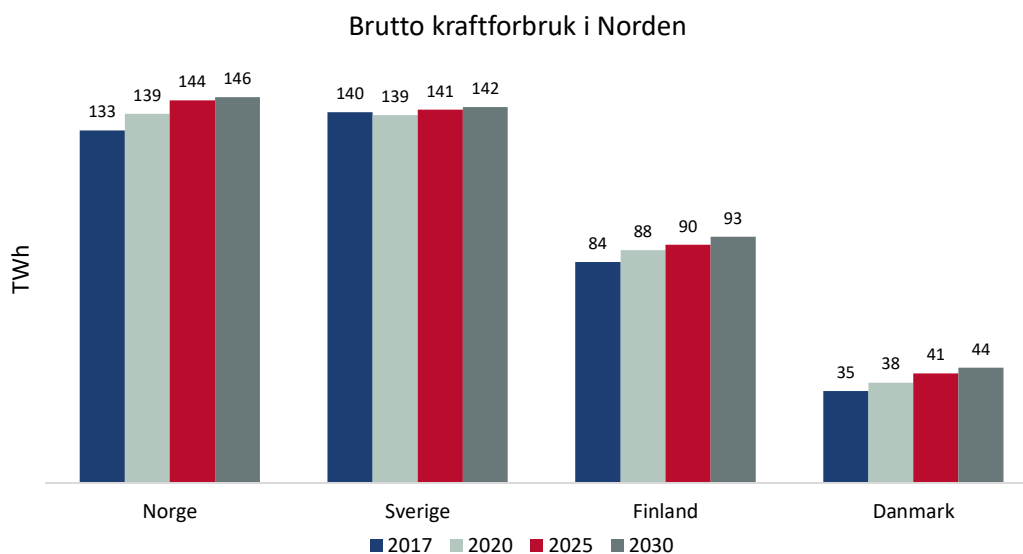
Elektrifisering og ny industri gir forbruksvekst også i de andre nordiske landene

Også i de andre nordiske landene antar NVE at kraftforbruket øker mot 2030. I Finland øker kraftforbruket i tjenesteytende næringer ettersom den økonomiske veksten for tiden er god, med utgangspunkt i prognosene fra Finlands energi- og klimaplan. I Sverige er det antatt at befolkningsvekst og energieffektivisering i stor grad utlikner hverandre. I Danmark pågår det en elektrifisering av fjernvarmesektoren ved at gass erstattes med strøm, noe som bidrar til vekst i kraftforbruket.

Innenfor trevirkeindustrien i Sverige og Finland er det ikke lagt til grunn store endringer. Datasentre er derimot en type forbruk som kan forventes i alle de nordiske landene, med Danmark som det landet med de største og mest konkrete prosjektene. Forbruksøkningen i Danmark på kort sikt er knyttet til etablering av større datasentre som Facebook og Apple etablerer de neste seks årene.

¹⁴ <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/>

Selv om det forventes en elektrifisering av veitransport i de øvrige nordiske landene, ligger utviklingen flere år bak Norge. I Danmark har derimot elektrifiseringen av jernbanen en viss effekt på det danske kraftforbruket, men totalt sett er ikke transport en så viktig driver som i Norge.

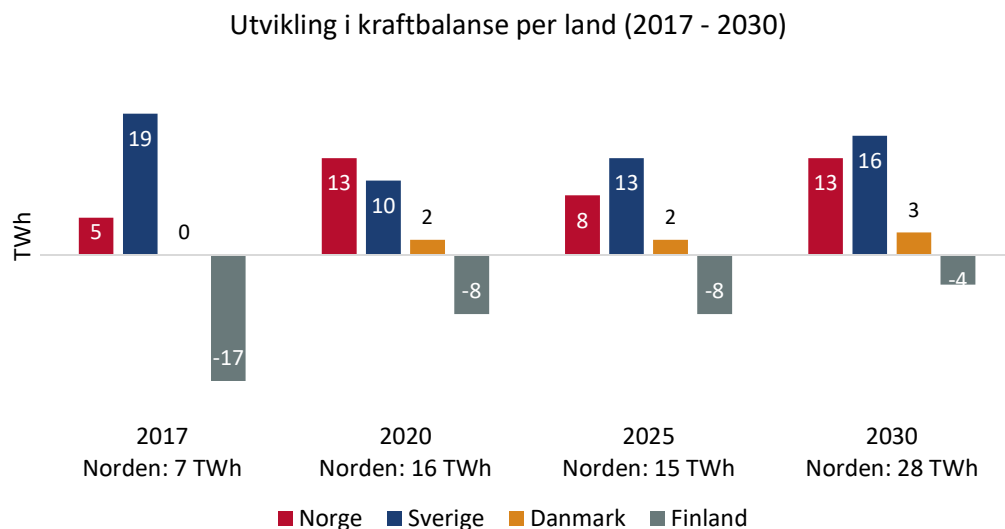


Figur 15: Kraftforbruket i Norden er antatt å øke vesentlig mot 2030 i både Norge, Finland og Danmark, mens det i Sverige er forutsatt en flatere utvikling.

Kraftforbruket totalt i Norden er antatt å øke fra dagens nivå på 391 TWh til 424 TWh i 2030. Med antakelsene i denne analysen er Norge den største kraftforbrukeren i Norden fra 2020.

4.3 Kraftoverskudd: Firedobles fra 2017 til 2030

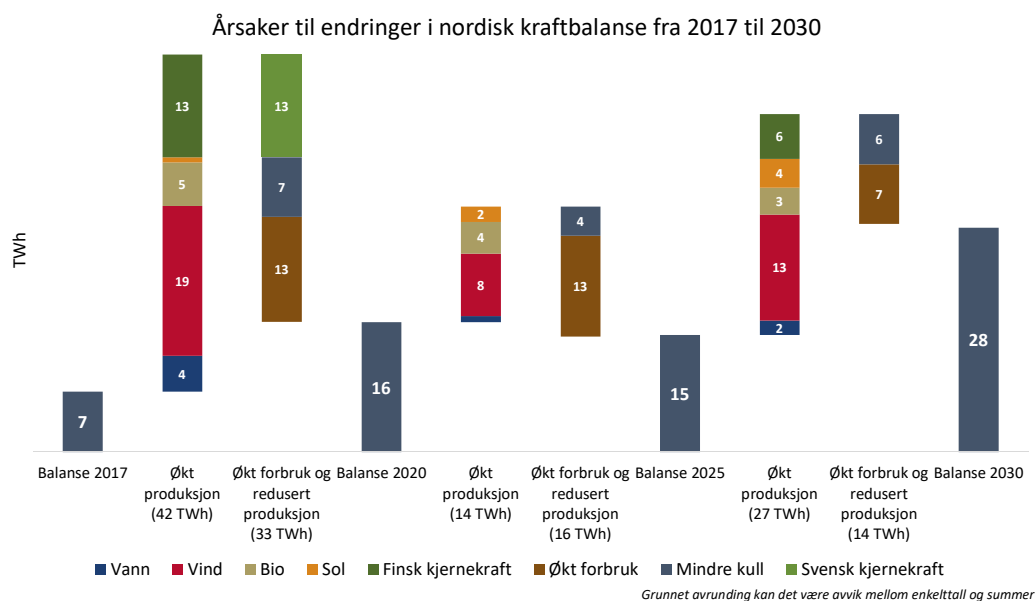
Ettersom forbruket øker mindre enn produksjonen, øker kraftoverskuddet i Norden i NVEs analyse. Overskuddet øker mest i Norge, ettersom det legges til grunn en høy utbyggingstakt innen ny fornybar kraftproduksjon. I Sverige og Finland påvirkes kraftbalansene mest av henholdsvis nedstengning og oppstart av kjernekraftreaktorer. Bygging av en ny kjernekraftreaktor i Finland vil klart redusere kraftprisene og behovet for import, selv om finsk kraftbalanse fortsatt vil være negativ i normalår. I Danmark forventes en balansert tilvekst av forbruk og produksjon.



Figur 16: Total nordisk kraftproduksjon er 452 TWh i 2030, mens kraftforbruket er 424 TWh. Det gir en kraftbalanse på 28 TWh, en firedobling fra 2017. Økningen drives av et økende overskudd i Norge og lavere underskudd i Finland.

NVEs forutsetninger om det nordiske kraftsystemet gir samlet sett et nordisk kraftoverskudd på 28 TWh i et normalt værår i 2030. I alle land øker produksjonen mer enn forbruket fra 2017 til 2030, unntatt Sverige.

Samtidig er det et skifte fra brenselbasert regulert kraftproduksjon til kraftproduksjon som er avhengig av naturgitte forhold. Det er viktig å se den økte kraftbalansen i denne konteksten, da en naturlig konsekvens av det å bygge ut et mer uregulert system er at en behøver overkapasitet i uregulert 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.



Figur 17: Utbyggingen av fornybar kraftproduksjon og finske kjernekraftverk bidrar til en sterkere kraftbalanse i Norden på tross av nedleggelsen av svenske kjernekraftverk, utfasing av kull i Norden og høyere forbruk mot 2030.

Figuren over viser endringene i produksjons- og forbrukssammensetning frem til 2030, og hvordan disse påvirker den nordiske kraftbalansen. I starten av perioden vil støttet kraftproduksjon og ny kjernekraft i Finland erstatte deler av svensk kjernekraft, dansk og finsk kullkraft og forbruksøkningen i alle de nordiske landene utenom Sverige.

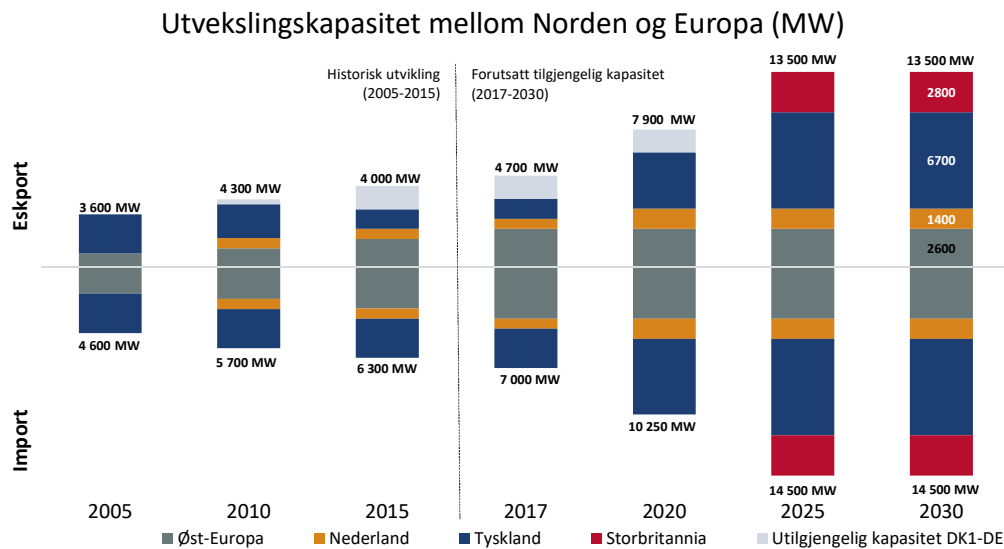
Mellom 2020 og 2025 antas det at utbyggingstakten går ned på grunn av mindre støtte, selv om konverteringen fra kull til bio fortsetter og solkraftproduksjonen i Norden tar seg opp. Forbruksveksten fortsetter og medfører et stabilt kraftoverskudd på 15 TWh totalt for de nordiske landene.

De siste fem årene av den analyserte perioden er det antatt en større økning i produksjonskapasiteten enn i de foregående årene. Vindkraftproduksjonen øker fordi det er forutsatt at investeringskostnadene synker så mye at vind kan bygges uten støtte i Norge. Finland bygger et nytt kjernekraftverk nord i landet. Solutbyggingen fortsetter, og bio sørger for å erstatte deler av den resterende kullkraftproduksjonen i Norden. Til tross for at det legges til at elektrifiseringen av transportsektoren tar ordentlig fart etter 2025, øker kraftoverskuddet i Norden til 28 TWh i 2030.

4.4 Utvekslingskapasitet: Kapasiteten tredobles

Frem mot 2025 forventes det som i fjorårets kraftmarkedsanalyse, en kraftig vekst i utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa. Effektene av denne økte kapasiteten vil begynne å synliggjøres når de første prosjektene settes i drift i 2019 og 2020.

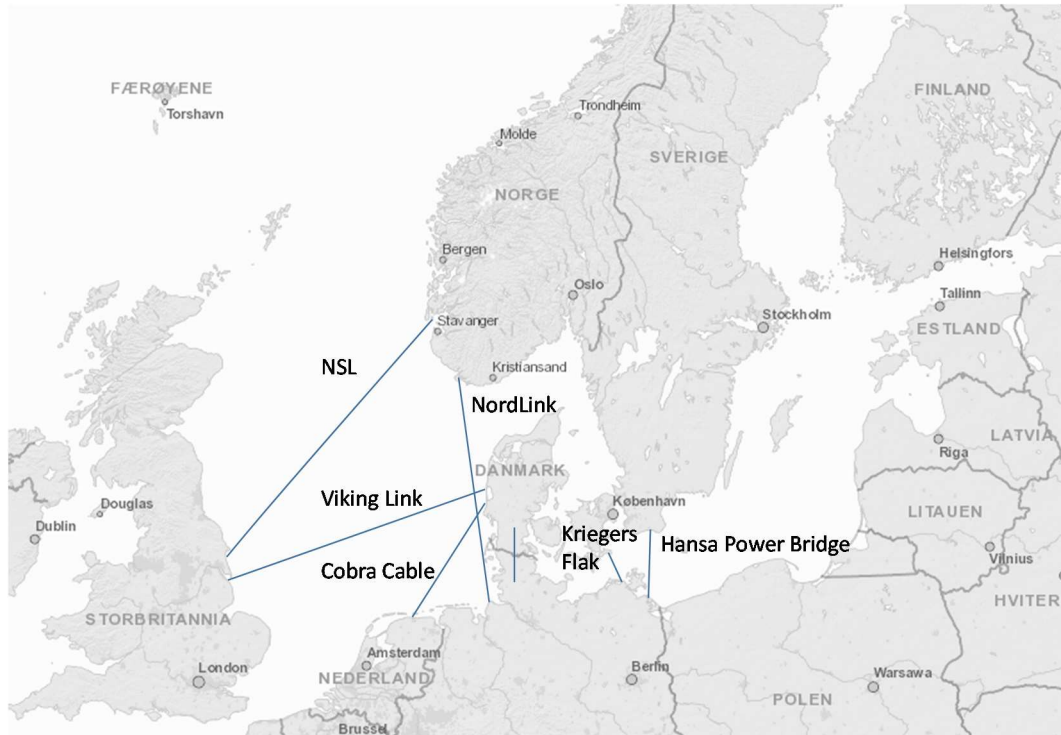
Danmark er avhengig av høy utvekslingskapasitet til naboland for å nyttiggjøre seg sin høye andel uregulert fornybar kraftproduksjon. I 2019 idriftsettes CobraCable mot Nederland, og i 2020 forventes kapasiteten mot Tyskland å øke gjennom oppgradering av strømmettet sør på Jylland (DK1), og gjennom idriftsettelse av havvindparken Kriegers Flak. NordLink mellom Norge og Tyskland er antatt satt i drift i 2020 og vil ha en kapasitet på 1400 MW. Med disse antakelse blir kapasitetsøkningen mot Tyskland og Nederland fra Norden 3200 MW til 2020.



Figur 18: Handelskapasiteten mellom Norden og resten av Europa øker kraftig i årene fram mot 2025.

Videre mot 2025 antar NVE at det bygges ytterligere tre kabler. North Sea Link (NSL) bygges fra Norge til Storbritannia, Viking Link fra Danmark til Storbritannia og Hansa Power Bridge fra Sverige til Tyskland.

Det er antatt at forbindelsene mellom Danmark og Tyskland kan benyttes fullt ut fra 2025, når bygging av nytt nett internt i Tyskland er på plass. I denne analysen er det antatt at kun ti prosent av overføringskapasiteten fra Jylland og Tyskland er tilgjengelig frem til 2025¹⁵. Det legges til grunn at forbindelsene mellom Norden og Tyskland i større grad kan benyttes til utveksling.



Figur 19: Mesteparten av den økte utvekslingskapasiteten fra Norden til Europa vil bestå av undersjøiske likestrømskabler i Nordsjøen og Østersjøen.

Totalkapasiteten fra Norden til resten av Europa øker med disse forutsetningene fra dagens nivå på 4700 MW til 13 500 MW i 2025. Det er ikke forutsatt noen nye forbindelser ut av Norden mellom 2025 og 2030.

¹⁵ 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.

5 Resultater: Økende norske kraftpriser

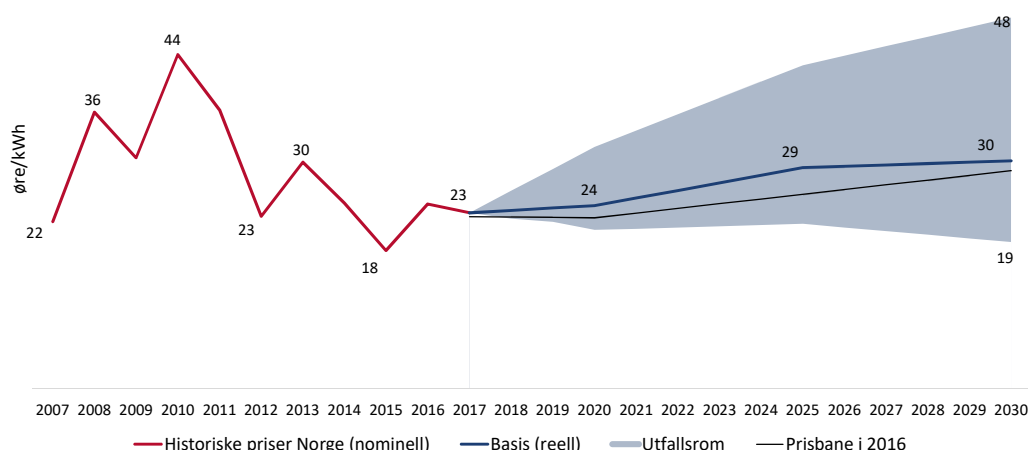
NVEs analyse viser at kraftprisen kan stige med 6-7 øre/kWh til 30 øre/kWh i 2030. Det er på noe høyere enn NVE la til grunn i fjorårets kraftmarkedsanalyse. Forskjellen skyldes antakelser om høyere kull- og gasspriser i basisscenarioet.

5.1 CO2-prisen trekker kraftprisen i Norge opp

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.

NVEs kraftprisbane mot 2030



Figur 20: NVE kraftprisbane mot 2030 viser økende priser i basis fra 23 øre/kWh i 2017 til 30 øre/kWh i 2030, med et stort utfallsrom grunnet stor usikkerhet rundt fremtidig brensel- og CO2-pris.

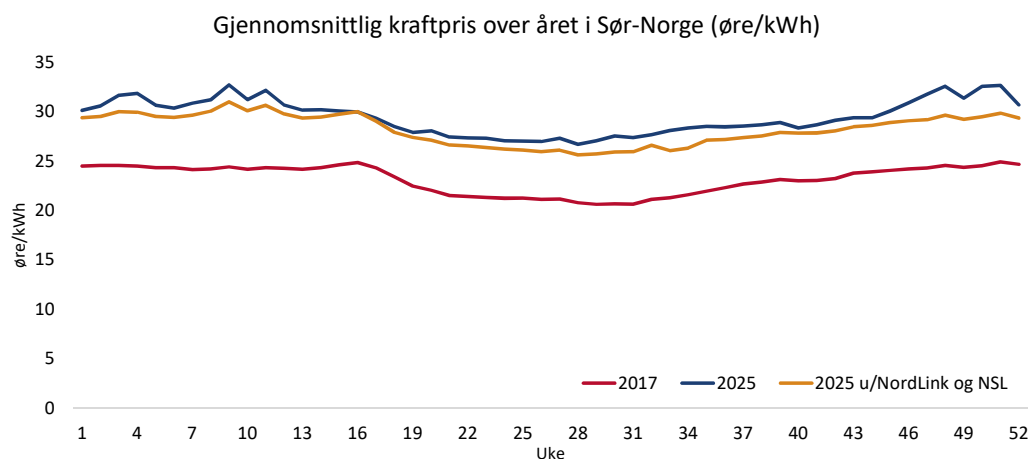
NVEs kraftprisbane mot 2030 gjenspeiler utviklingen i kostnadene ved kraftproduksjon fra kull- og gasskraft. I dag er produksjonskostnaden for kull den viktigste forklaringsfaktoren for endringer i norsk kraftpris. Dette antas å fortsette frem mot 2025. Etter 2025 antas det at kraftprisen i Norge påvirkes 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.

5.2 Flere utenlandskabler bidrar også til kraftprisøkning

Som beskrevet over, vil norske og nordiske kraftpriser fremdeles avhenge av kostnaden for å produsere kraft for gass- og kullkraftverk i Europa. En økt CO₂-pris fra nivået i basisscenarioet for 2017 5 €/tonn til 16 €/tonn gir i analysen en økning på rundt 5 øre/kWh på kraftprisen i Norge i 2030.

Kraftoverskudd og en høy fornybarandel i Norden har historisk bidratt til noe lavere kraftpriser enn ellers i Europa. Flere mellomlandsforbindelser mellom Norden og Europa kan imidlertid gi en økning i norsk kraftpris på 1-2 øre/kWh, fordi prisene blir likere når det åpnes for mer handel mellom landene.

For å kunne undersøke den isolerte effekten av kablene som bygges fra Norge til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (NSL), er det sett på hvordan kraftprisene i Sør-Norge varierer med og uten NordLink og NSL inne i 2025. Figuren nedenfor illustrerer at mesteparten av kraftprisøkningen mellom 2017 og 2025 skyldes andre forhold enn kablene som bygges ut av Norge. Effekten av kablene ut av Norge er beregnet til å ligge i overkant av 1 øre/kWh i 2025.



Figur 21: Analysen viser at norske kraftpriser øker mot 2025. Hovedårsaken er økte utslippskostnader i kull- og gasskraftverk, som slår direkte inn i kraftprisen. Økt utveksling mellom Norge og naboland i sør og vest bidrar også i noe grad.

5.3 Større prisforskjeller mellom nord og sør

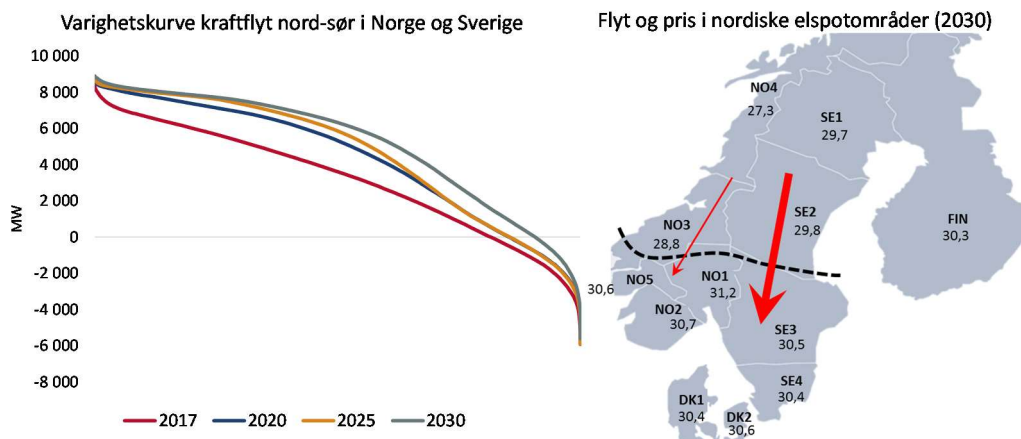
NVE har analysert det nordiske kraftsystemet i større detalj enn det kontinentale. Analysen av det nordiske systemet viser at kraftflyten fra nord¹⁶ til sør i Norden blir høyere frem mot 2030. Økningen drives frem av en rekke endringer i det nordiske kraftmarkedet:

- Nye forbindelser fra Norden til Europa tilknyttes i de sørligste elspotområdene
- Nedleggelse av flere svenske kjernekraftreaktorer mot 2020
- Over halvparten av produksjonsøkningen i Norge og Sverige antas bygget i nord, samtidig som kun 10 prosent av forbruksøkningen blir i dette området

¹⁶ Nord er her definert som de nordligste elspotområdene i Norge og Sverige (NO3, NO4, SE1 og SE2).

- Det er behov for mindre eksport fra Nord-Sverige til Finland siden Finland bygger flere kjernekraftverk

Simuleringer av den fysiske kraftflyten viser at det kan oppstå flaskehalser i nettet når overføringskapasiteten ikke er stor nok til å transportere overskuddet i nord sørover. Etter hvert som flyten i nord-sør-retning i stadig større perioder av året når sin kapasitetsbegrensning, kan dette medføre at prisforskjellene øker.



Figur 22: Flyten fra nord til sør blir stadig større, og en vil ligge tett opp mot kapasitetsgrensene i en større andel av året etter hvert som man nærmer seg 2030. Dette fører til prisforskjeller mellom nord og sør i Norden. Mesteparten av overskuddet i nord flyter gjennom Sverige på grunn av lavere motstand i nettet og høyere overføringskapasitet enn i Norge.

Analysen viser at prisforskjellene mellom nord og sør i Norge kan bli 2-4 øre/kWh i 2030, gitt NVEs forutsetninger om forventet nettkapasitet i fremtiden. Statnett har per i dag ingen konkrete planer om nye nettforsterkninger ut av Nord-Norge, eller sørover fra Midt-Norge. Noe av årsaken er at det norske nettet er langt svakere enn det svenske i nord-sør-retning, noe som fører til at mesteparten av kraftoverskuddet i nord flyter sørover gjennom Sverige. Da strømmen tar minste motstands vei gjennom Sverige er det ikke gitt at en nettoppgradering på norsk side nødvendigvis løser opp flaskehalsen som lager prisforskjellen.

5.4 Mer kortsiktig prisvariasjon øker verdien av regulerbar kraftproduksjon

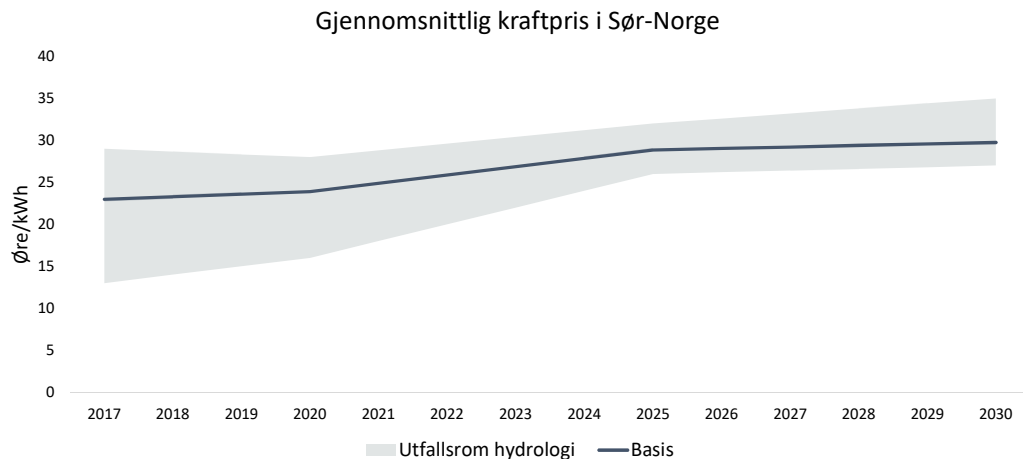
Mer utvekslingskapasitet og ny fornybar kraftproduksjon vil endre nordiske kraftpriser.

- Hydrologiske variasjoner får mindre å si på grunn av økte import- og eksportmuligheter
- Økt utvekslingskapasitet og mer vindkraft med høy vinterproduksjon bidrar til at prisforskjellen mellom sommer og vinter først blir mindre. Mot 2030 bidrar mer solkraft i det europeiske kraftsystemet til at den øker igjen. Samlet sett er sesongvariasjonen i 2030 relativt lik som i dag.
- Kortsiktige prissvingninger blir mer vanlig på grunn av flere kabler og mer uregulerbar kraftproduksjon fra vind og sol

Dette påvirker verdien av kraftproduksjon fra ulike teknologier forskjellig. Regulerbar vannkraft får totalt sett høyere inntekter. Uregulerbar kraftproduksjon får noe lavere inntjening, dette gjelder i størst grad solkraft.

Hydrologiske variasjoner får mindre å si på grunn av økte import- og eksportmuligheter

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

NVEs analyser viser at utfallsrommet i kraftprisen på grunn av hydrologiske svingninger reduseres fra rundt 40 prosent i 2017 til 10 prosent i 2030, når både Tysklandskabelen og forbindelsen til Storbritannia er kommet på plass.

Økt utvekslingskapasitet bidrar til at prisforskjellen mellom sommer og vinter blir mindre, men øker mot 2030 pga mer fornybarproduksjon

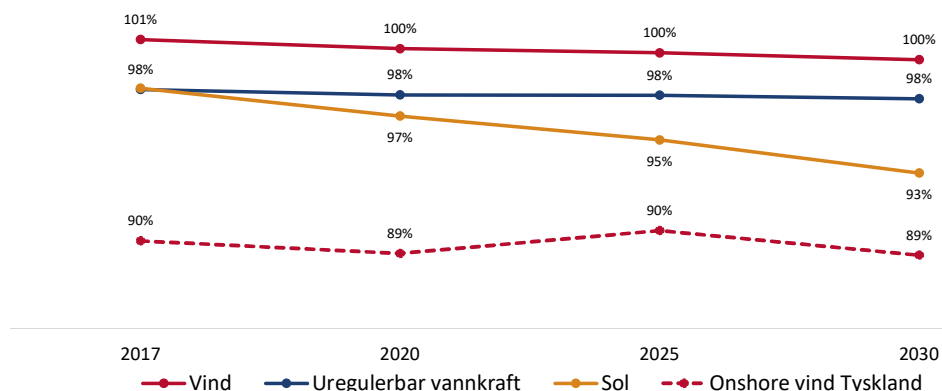
Sesongvariasjonen endres med forandringene som skjer i kraftmarkedet mellom 2017 og 2030. Mot 2020 fører mer vindkraft i Norden til prisreduksjoner på vinteren sammenliknet med i dag, samtidig som økt overføringskapasitet ut av Norden løfter sommerprisene. Dermed får Norge flatere priser over året, noe som gjør det noe mindre lønnsomt å produsere kraft på vinteren. Solkraft og småkraftverk som hovedsakelig produserer i sommerhalvåret kan derimot tjene på denne endringen.

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 nedleggelsen av mange kull- og kjernekraftverk gjør at det kan oppstå effektknapphet og ekstrempriker 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.

NVEs analyse viser at det fortsatt lønner seg å ha en høy andel av produksjonen på vinterhalvåret, da prisene er høyest. Siden det blåser mest om vinteren, har vindkraftverk en høyere inntjening enn uregulerbar vannkraft og solkraft frem mot 2030. Samtidig vil en økende andel vindkraft i det norske kraftmarkedet ha en kannibaliseringseffekt på allerede utbygde vindkraftverk ved at kraftprisene blir lavere i perioder med høy vindkraftproduksjon. Dette bidrar til at den oppnådde kraftprisen i forhold til gjennomsnittsprisen i markedet, også kalt verdifaktoren, vil reduseres noe i fremtiden for norsk vindkraft.

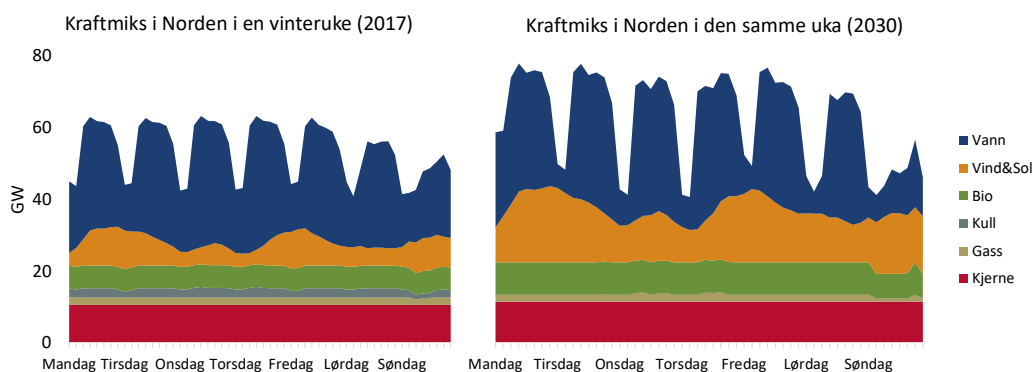
Oppnådd kraftpris i forhold til gjennomsnittspris i kraftmarkedet

Verdifaktor for ulike teknologier i Sør-Norge



Figur 24: Vindkraft har en gunstig produksjonsprofil over året fordi mesteparten av kraften produseres på vinterhalvåret. Solkraft og uregulerbar vannkraft har derimot en høyere andel sommerproduksjon, som gjør at den oppnådde kraftprisen i forhold til snittsprisen, også kalt verdifaktoren, er lavere for disse teknologiene.

Likevel tyder NVEs analyse på at verdifaktoren for norsk vindkraft holder seg høyere enn i Tyskland og Danmark. Dette henger sammen med at vindkraftproduksjonen i disse landene utgjør en mye større andel av totalproduksjonen enn i Norge, samt at vindforholdene i Norge ikke er like korrelert med de andre landene i Norden og på kontinentet. Dessuten sørger regulerbar vannkraft i Norden for å holde igjen vann i perioder med høy vindkraftproduksjon, og bidrar til at kraftprisene i Norge ikke faller så mye som i andre land i disse periodene.

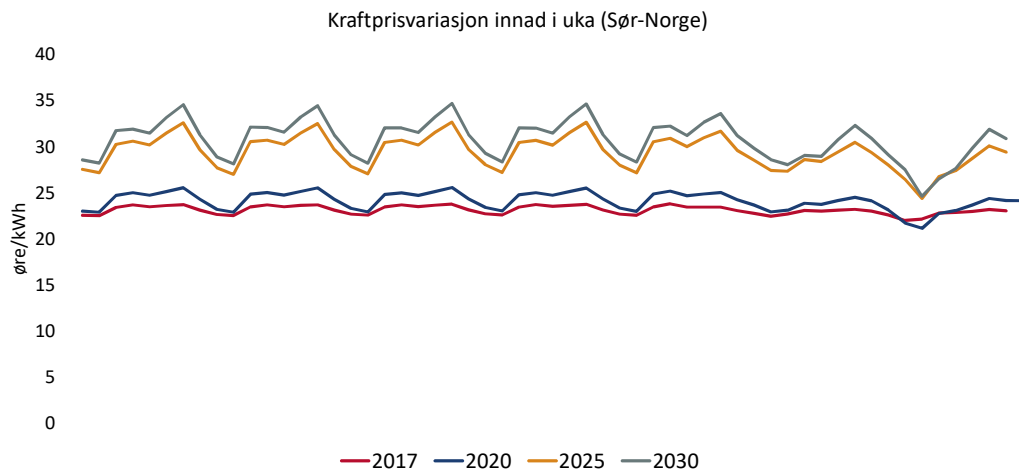


Figur 25: Kraftmiks i 2017 og 2030 i Norden for en vinteruke med høy vindkraftproduksjon viser hvordan vannkraftproduksjonen i Norden tilpasser seg variasjonen fra uregulerbar kraftproduksjon og flere kabler.

Solkraftproduksjonen er derimot mye mer korrelert over større områder grunnet solinnstrålingens topp midt på dagen og fravær av produksjon på nattestid. Lave kraftpriser i Tyskland i perioder med mye sol og lite forbruk på sommeren vil dermed bidra til lavere inntjening for solkraftproduksjon også i Norge.

Kortsiktige prissvingninger blir mer vanlig på grunn av flere kabler og mer uregulerbar kraftproduksjon

Flere kabler til Europa og mer uregulerbar kraftproduksjon øker den kortsiktige prisvariasjonen i Norden, både innad i uken og innad i døgnet. Prisstrukturen vil likne mer på den som kan observeres i termiske kraftmarkeder som Tyskland og Storbritannia med tydelige prisforskjeller fra dag til natt. Dette kan bidra til at regulerbare vannkraftverk får et annet driftsmønster enn i dag.



Figur 26: Den kortsiktige kraftprisvariasjonen i Norge vil øke mest til 2025 grunnet flere kabler til Europa, men den påvirkes også av høyere innslag av uregulerbar kraftproduksjon i Norden.

Om det blir større prisvolatilitet enn i dag blir det mer lønnsomt å kunne regulere produksjonen opp og ned hurtig, noe som gir store magasinkraftverk med utløp til sjøen. NVEs analyse viser at regulerbare vannkraftverk øker sin inntjening sammenliknet med gjennomsnittlig kraftpris med flere prosent frem mot 2030. Hvor stor økningen i verdifaktor blir for et enkelt kraftverk, avhenger av hvilket elspotområde vannkraftverket er plassert i, hvordan kraftverket er plassert i vassdraget, og hvilke restriksjoner som er pålagt kraftverket i form av minstevannføring og manøvreringsreglement.

6 Sensitivitetsanalyse: Fleksibelt forbruk kan få stor påvirkning på kraftsystemet

Ny teknologi som solceller, batterier og smartere styring av forbruk kan i økende grad påvirke kraftsystemet og kraftmarkedet. NVE har gjort en sensitivitetsanalyse for å undersøke effekten av at elbilbatterier deltar aktivt i det europeiske kraftmarkedet og reagerer på prisforskjeller innad i døgnet. Studien er ment å belyse hvordan forbruksfleksibilitet kan spille i en større rolle i fremtidens kraftmarked, og kan også representere andre former for fleksibilitet enn batterier, som for eksempel utnyttelse av varmtvannsberedere til lastflytting eller automatisk styring av oppvarmingsløsninger i husholdninger.

Beregninger fra NVE¹⁷ viser at den totale batterikapasiteten i norske elbiler kan utgjøre 95 GWh i 2030. Avhengig av hvor tilgjengelige disse batteriene er for å kunne reagere på prissignaler, samt begrensninger på sikringsstørrelsen i norske hjem, er det beregnet at elbilbatterier kan utgjøre mellom 1 og 8 GW effekt i 2030, som kan brukes til både å lade og tappe avhengig av priser.

Tabell 2: NVEs batteriscenarioer med ulik grad av tilgjengelighet på batteriene

Scenario	Prosentvis tilgjengelighet	Effektbegrensning (i sikringsstørrelse)	Totalt batteri i Norge (i GWh)	Batterikapasitet i Norge (i GW)
Maksimum	100 %	32 A	95	8
Medium	25 %	32 A	24	2
Minimum	25 %	16 A	24	1

I denne sensitivitetsanalysen er det forutsatt at alle de modellerte europeiske landene har en elektrifisert bilpark på nivå med det NVE har lagt til grunn for Norge. I tillegg er det antatt at batteriene i elbilene tas i bruk for å tilby fleksibilitet inn i kraftsystemet på samme måte som i analysen av potensialet i Norge. Det er tatt utgangspunkt i det lave scenarioet for Norge, det vil si at tilgjengelig batterikapasitet er 1 GW. Skalert opp for resten av de modellerte landene gir det en batterikapasitet i det vest-europeiske kraftsystemet på 60-70 GW. Med en forbrukstopp på 420 GW i de modellerte landene i NVEs forutsetninger, gir det en batteripark som teoretisk sett kan dekke 15 prosent av forbruket når det er på sitt høyeste.

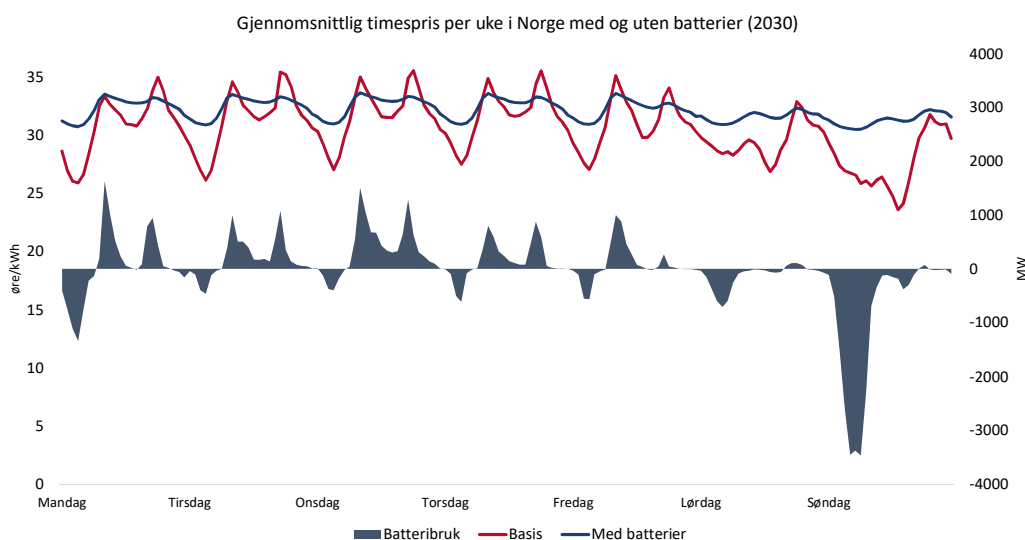
Sammenliknet med dagens kraftsystem og teknologikostnader er dette et svært høyt tall. Samtidig trekker politiske signaler via rammeverket for EUs energipolitikk til 2030 i retning av et økt fokus på fleksibelt forbruk. I underlagene for 2030-politikken er det anslått at i et «business as usual»-scenario kan EU ha 34 GW med forbrukerfleksibilitet i 2030. Med støttesystemer kan det være mulig å realisere opptil 57 GW ved hjelp av tiltak og

¹⁷ NVE-rapport nr 66 – 2017: Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet

incentiver som eksempelvis AMS, tilgang på dynamiske priskontrakter og innføring av effekttariffer¹⁸.

Med batterier vil det være lønnsomt å redusere kraftforbruket i timer med høy pris og øke forbruket i timer med lav pris. Gitt at andre europeiske land også får en stor vekst i elbiler med tilhørende batterier som kan benyttes i kraftmarkedet, kan effekten på europeiske kraftpriser være stor.

Sensitivitetsanalysen viser at en storskala innføring av batterier i det europeiske kraftmarkedet bidrar til utjevning av de norske kraftprisene over døgnet. Utjevning av forbruket innad i døgnet betyr mindre behov for kraftverk som kun produserer ved topplast. Dette kan innebære at norske vannkraftprodusenter ikke får like godt betalt for å være regulerbare som i basisscenarioet.



Figur 27: Innføring av batterier i det nordiske og europeiske kraftmarkedet kan ha stor effekt på prisstrukturen i Norge, og bidra til en utflating av kraftprisene over døgnet.

I Europa vil flere batterier innebære mindre prisforskjeller mellom dag og natt. Gasskraft vil i dette tilfellet ha en mindre viktig rolle enn det som er blitt observert i basisscenarioet.

Analysen viser at behovet og lønnsomheten av kraftutveksling kan gå ned ettersom prisforskjellene det handles på blir mindre. Likevel vil det fortsatt være et stort behov for kraftutveksling mellom områder ved lengre perioder med betydelig overskudd eller underskudd av produksjon fra sol og vind siden batteriene har en maksimal lade- eller tappetid på rundt 10 timer.

Sensitivitetsanalysen tar ikke hensyn til om batterier er lønnsomt for aktørene som benytter dem. Det antas derfor at batterier kommer automatisk inn i kraftmarkedet via elbiler som det uansett investeres i, og at tekniske og regulatoriske forhold ikke er et hinder for å benytte elbilbatterier i kraftmarkedet.

¹⁸ [SWD\(2016\) 410 final](#)

7 Forutsetninger og hovedresultater i tall

Hovedtall fra analysen

	Scenario	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Tyskland	Nederland	Storbritannia	Frankrike
Snittpris (øre/kWh) Reelle 2017-kroner	B2017	23	23	26	23	25	29	40	26
	B2020	24	25	25	24	25	27	36	26
	B2025	29	29	29	29	29	29	35	29
	B2030	30	30	30	30	31	31	34	31
	L2030	19	19	19	19	19	19	23	19
	H2030	49	49	49	48	49	49	51	48
Produksjon (TWh)	B2017	139	159	67	35	594	89	312	530
	B2020	152	149	80	40	614	80	292	559
	B2025	153	154	82	43	594	101	274	579
	B2030	159	158	89	46	607	107	296	583
	L2030	159	157	89	46	632	103	293	577
	H2030	159	158	90	47	583	104	311	588
Forbruk (TWh)	B2017	133	140	84	35	530	112	329	456
	B2020	139	139	88	38	533	112	330	457
	B2025	144	141	90	41	538	114	337	464
	B2030	146	142	93	44	540	115	345	472
	L2030	146	142	93	44	540	115	345	472
	H2030	146	142	93	44	540	115	345	472
Kraftbalanse (TWh)	B2017	5	19	-17	0	46	-23	-24	72
	B2020	13	10	-8	2	65	-32	-45	99
	B2025	8	13	-8	2	41	-13	-69	112
	B2030	13	16	-4	3	52	-9	-55	108
	L2030	13	15	-4	3	75	-13	-60	102
	H2030	13	16	-3	4	30	-12	-39	114

Priser på CO2, gass og kull (Reelle 2017-kroner)

Brensel	Enhet	Scenario	2017	2020	2025	2030
CO2	€/tonn	Lav		1	1	1
		Basis	5	5	10	16
		Høy		12	25	40
Kull	\$/tonn	Lav		46	42	38
		Basis	53	53	53	53
		Høy		61	70	80
Gass	€/MWh	Lav		14	13	12
		Basis	16	16	16	16
		Høy		18	20	22



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no