

Langsiktig markedsanalyse

Norden og Europa 2016–2040



Analyserapport

Sak: Langsiktig markedsanalyse, Norden og Europa 2016–2040

Saksbehandler/Adm. enhet:

Eirik Tømte Bøhnsdalen / UPM

Ivar Husevåg Døskeland / UPM

Karin Lövebrant Västermark / UPM

Vegard Holmefjord / UPM

Jørgen Aarstad / UPM

Sign

Ansvarlig/Adm. enhet:

Anders Kringstad / UPM

Sign:

Dokument ID:

Dato: 14. oktober 2016

Forord

I denne rapporten presenterer vi vår oppdaterte analyse av den langsiktige markedsutviklingen i Norden og Nord-Europa fram mot 2040. Hensikten med rapporten er å:

- Drøfte hovedtrender, usikkerhetsmomenter og presentere hva vi vurderer som den mest sannsynlige markedsutviklingen
- Gi estimater for forventede kraftpriser og et utfallsrom
- Gi et felles utgangspunkt for våre øvrige analyser

Analysen og våre modelldatasett dekker i utgangspunktet store deler av Europa. I rapporten har vi imidlertid fokus på de forholdene vi mener er mest relevant for Statnett. Dette innebærer blant annet at vi viser flere kurver og tall for utviklingen i Norge, Norden, Tyskland og Storbritannia, enn for resten av Europa.

Rapporten er utarbeidet av Eirik Tømte Bøhnsdalen, Karin Lövebrant Västermark, Ivar Husevåg Døskeland, Vegard Holmefjord, Jørgen Aarstad og Anders Kringstad.

Alle fremtidige priser og utbyggingskostnader i rapporten er reelle tall 2016.

Includes content supplied by IHS Global SA; Copyright ©IHS Global SA 2016. All rights reserved.

Sammendrag

Statnetts langsiktige markedsanalyse strekker seg til 2040. Analysen forsterker vårt etablerte syn på den grunnleggende utviklingen av det europeiske kraftsystemet. Fornybarandelen fortsetter å øke, kullkraften fases gradvis ut og kraftsektoren er sentral i omleggingen til et energisystem med stadig lavere CO₂-utslipp.

Vi forventer økte kraftpriser mot 2030, med gjennomsnittspriser over året på 40-50 €/MWh i hele Nordvest-Europa. Økningen drives i hovedsak av høyere priser på gass og CO₂, samt at gasskraft i større grad blir prissettende på kontinentet. Kombinert med mer fornybar produksjon gir prisøkningen også gradvis mer kortsiktig prisvariasjon, både på kontinentet, i Norden og i Storbritannia. Det er samtidig mye usikkerhet knyttet til den framtidige markedsutviklingen. Vi har derfor et utfallsrom for gjennomsnittlige kraftpriser over året på 30 til 60 €/MWh fra 2030.

Fundamental omlegging av det europeiske kraftsystemet – mindre utslipp, mer fornybar

Vi legger til grunn at EU-landene når de vedtatte energi og klimamålene for 2030. Videre har det i løpet av de siste årene blitt vesentlig mer sannsynlig at utviklingen mot lavere utslipp og stadig strengere klimamål fortsetter mot 2040. Det sentrale spørsmålet nå er hvor fort det går. Både EU og mange av de mest sentrale medlemslandene bygger klimapolitikken på en målsetning om 80 % utslippsreduksjon innen 2050. For å oppnå dette må kraftsektoren være tilnærmet utslippsfri allerede i 2040. Dette er per i dag lite realistisk, selv om EU-landene har gitt sin tilslutning til Parisavtalen. I vårt forventnings-scenario forutsetter vi imidlertid store endringer for EU10¹ i perioden 2016 til 2040:

- Halvering av utslippene fra i dag – innebærer 62 % reduksjon målt mot 1990
- En økning i fornybarandelen til 65-70 %, i hovedsak ved utbygging av sol- og vindkraft
- Betydelig mindre termisk produksjonskapasitet og strammere kapasitetsmarginer

Vi forventer at praksisen med å bruke flere virkemidler i kombinasjon for å nå målene innen energi- og klimapolitikken blir videreført. I forventning legger vi derfor til grunn en relativt moderat vekst i den europeiske CO₂-prisen til 25 €/tonn i 2040. Kvotemarkedet er dermed ikke en sentral driver for utslippskutt de første 10-15 årene, selv om det gradvis får større betydning utover på 2020-tallet.

Med stadig lavere utbyggingskostnader og større effektivitet framstår sol- og vindkraft i dag som vinnerne av konkurransen om å være de foretrukne teknologiene for utslippsfri kraftproduksjon. Vi forventer derfor at halvparten av Europas kraftproduksjon kommer fra sol- og vindkraft i 2040. Alle de europeiske landene bidrar, men vi forventer størst utbygging i land med ambisiøse nasjonale mål.

Høy alder, ulike reguleringer og politiske vedtak gjør at mange av Europas eksisterende kull-, gass- og kjernekraftverk blir lagt ned til 2040. Samtidig har termiske kraftverk i dag svært lav inntjening, mye på grunn av den økte andelen sol- og vindkraft. En av de mest sentrale utfordringene for nasjonale myndigheter er dermed hvordan man skal sikre en akseptabel forsyningssikkerhet i perioder med lite sol og vind. Her er det i hovedsak to løsninger – innføre kapasitetsmarkeder² eller opprette strategiske reserver utenfor markedet. På dette området er det mye usikkerhet, men i forventning legger vi til grunn at Tyskland holder fast ved beslutningen om å innføre en strategisk reserve. Samtidig forutsetter

¹ EU10 er vår egen forkortelse for landene som er detaljert beskrevet i vår markedsmodell, med unntak av Norden og Baltikum. Dvs. Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia.

² En ordning der produksjon, forbruk og energilagring får betalt for å stille med kapasitet i kraftmarkedet.

vi at Frankrike og Storbritannia styrer etter en relativt lav kapasitetsmargin gjennom sine kapasitetsmarkeder, og at forbrukssiden deltar aktivt i disse. I vårt forventning gir dette en netto reduksjon i den termiske produksjonskapasiteten på 100 GW fram mot 2040 i EU10. Konsekvensen er strammere kapasitetsmargin³ og flere pristopper der blant annet kortvarige reduksjoner i industriforbruk setter prisen. Dette er nødvendig for å gi gjenværende kraftverk nok inntjening og initiere nye investeringer. Vi forventer at ny termisk kapasitet i hovedsak kommer i form av biokraftverk og gassturbiner.

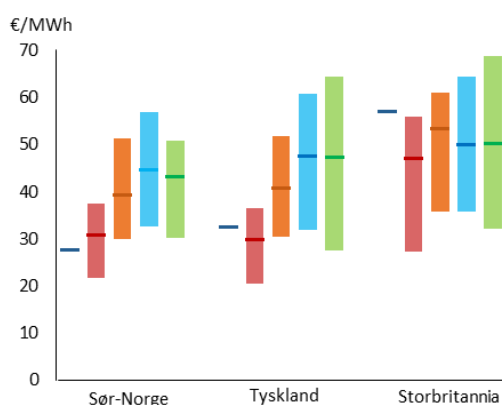
Vi forventer vekst i det europeiske kraftforbruket etter 2020, i hovedsak som følge av elektrifisering av transport og varmesektoren. Blant annet legger vi til grunn en høy vekst i andelen elektriske kjøretøy. Denne forbruksøkningen er vesentlig større enn effekten av energieffektivisering, og gir i forventning en samlet forbruksvekst på 25 % fram mot 2040. I tillegg forutsetter vi en høy vekst innen forbruksfleksibilitet og ulike former for energilagring. Våre analyser viser at dette både er lønnsomt og nødvendig for å utnytte de høye volumene ny sol- og vindkraft vi forutsetter.

Økt forbruk, mindre kjernekraft og mer uregulerbar fornybar i Norden

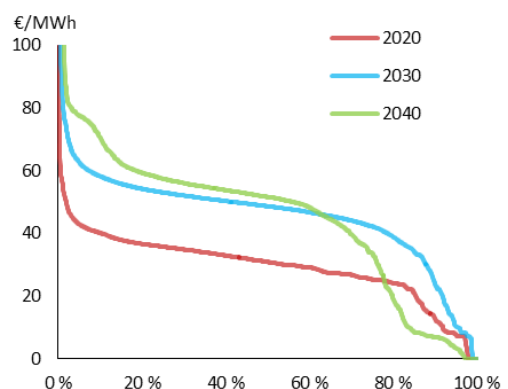
Til tross for et stort bidrag fra energieffektivisering forventer vi en samlet nordisk forbruksvekst på 50 TWh fra i dag til 2040. Veksten kommer i hovedsak innen industri, petroleumsrelatert virksomhet og datalagring, samt gjennom elektrifisering av transport og varmesektoren. Samtidig forventer vi en samlet reduksjon i produksjonen fra kjernekraft og øvrig termisk kraft på 30 TWh. Dette oppveies av en økning i den samlede nordiske fornybarproduksjonen på i underkant av 100 TWh fram til 2040. Den nordiske kraftbalansen over året holder seg dermed noenlunde stabil rundt 10-15 TWh fra 2020 til 2040. I Norge forventer vi imidlertid at overskuddet øker fra rundt 9 TWh i 2030 til over 15 TWh i 2040.

Vi forventer prisøkning til 2025-30, deretter stabilt til 2040

I forventning stiger kraftprisene på kontinentet til 45-50 €/MWh mot 2025-30. De viktigste årsakene er økte gasspriser, høyere CO₂-pris og at gasskraft blir mer prissettende når kjernekraft, kull og lignitt blir lagt ned. I Storbritannia holder prisene seg omtrent på dagens nivå, og konvergerer dermed mot nivået i resten av Europa. Videre mot 2040 er snittprisene stabile som følge av uendrede gasspriser og at flere timer med priser ned mot null i stor grad blir utlignet av flere pristopper.



Figur 1-1: Gjennomsnittspriser for 2017, 2025, 2030 og 2040 i lavt, basis og høyt scenario. 2017 er framtidsspriser per september 2016. Alle priser reelle 2016-tall.



Figur 1-2: Varighetskurver for tysk kraftpris i forventningsscenarioet. Alle priser reelle 2016-tall.

Trenden snur - økt kontinental og britisk prisvolatilitet fra 2020 – tredeling av markedet

Vi forventer økt kortsiktig prisvariasjon etter 2020, drevet av en stadig økende andel fornybar kraftproduksjon, nedleggelse av termiske verk og økende brensels- og CO₂-priser. Når vi nærmer oss

³ Differansen mellom tilgjengelig produksjonskapasitet og forbruk i timer med lav fornybarproduksjon og høyt forbruk.

2040 gir dette en tydelig tredeling av priskurven. Vi får flere pristopper der prisen er satt av fleksibelt forbruk med høy betalingsvillighet, nødstrømsaggregater og kraftverk med høye marginalkostnader. Samtidig får vi flere timer der fornybar, kjernekraft eller fleksibelt forbruk med lav betalingsvillighet er prissettende og prisene faller ned mot null. Mer tilgjengelig energilagring og fleksibelt forbruk demper prisvariasjonen, men vil etter vår vurdering sannsynligvis ikke forhindre at vi får økt kortsiktig prisvariasjon. Årsaken til dette er at det trolig ikke er lønnsomt å bygge ut nok fleksibilitet til å fjerne de største prisutslagene av fornybar, særlig vinterstid når vi har stor variasjon i vindkraftproduksjonen.

Norge og Norden får også høyere og mer volatile priser, men mer avdempet i forhold til kontinentet
Kraftprisene i Norge og Norden er i dag tett koblet mot prisene på kontinentet og da særlig Tyskland. Stigende tyske snittpriser mot 2025-30 gir dermed en økning også her. Prisene i Norge og Sverige ligger imidlertid noe under nivået i Tyskland som følge av kraftoverskudd og lavere sommerpriser. Mot 2040 får vi en vesentlig nedgang i prisene på sommeren drevet av mer uregulert produksjon, og dermed noe lavere snittpriser. Vi forventer økt kortsiktig prisvolatilitet i Norge, Sverige og Finland mot 2030-2040. Dette skyldes både høyere og mer volatile priser på kontinentet, og mer uregulert produksjon i Norden.

Betydelig usikkerhet rundt framtidige kraftpriser – scenarier for høy og lav kraftpris

Flere forhold påvirker kraftprisene på sikt. De viktigste usikkerhetsmomentene er prisene på brensel og CO₂, fornybarandelen, kapasitetsmarginene og utviklingen innen energilagring og forbruksfleksibilitet. Kraftbalansen over året og andelen uregulert produksjon i Norden, samt eventuell mer overføringskapasitet ut av området, er tilleggsmomenter for norsk og nordisk pris.

Våre to alternative scenarier, Høy og Lav, er ment å gi et utfallsrom for gjennomsnittlige kraftpriser på langt sikt. Scenarioene gir et utfallsrom for kontinentale priser på 30 til 60 €/MWh fra 2025 og utover. Høy og Lav gir et noe mindre utfallsrom for prisene i Norge på 30 til 55 €/MWh. Årsaken til at prisene i Høy ikke øker like mye som på kontinentet er at vi har lagt inn en større fornybarutbygging på nordisk side, og at prisene i Norge faller relativt til kontinentet når prisene øker.

Både Høy og Lav følger samme hovedretning som i forventningsscenarioet med store utslippskutt og vedvarende vekst i andelen fornybar kraftproduksjon. I Høy er imidlertid overgangen til lavere utslipp mer markedsdrevet. Høyere og mer volatile priser gir sterkere insentiver til investeringer i både fornybar, termiske kraftverk og lagring. En høyere CO₂-pris reduserer også behovet for å bruke direkte reguleringer til å fase ut kullkraftverk. I Lav er derimot markedsprisene i liten grad en driver for utbygging av fornybar og reduserte utslipp av CO₂. Dette gir et større behov for å bruke subsidier og ulike former for reguleringer for å oppnå ønskede utslippskutt.

Mer fornybar gir større kraftutveksling mellom land og regioner

Med økende markedsandeler for uregulert fornybar produksjon ser vi at vi får økt kraftutveksling mellom land og regioner internt i hvert enkelt land. Dette er en sentral driver for de omfattende utbyggingsplanene for nettet i hele Europa, og vi har lagt til grunn at disse i hovedsak blir fulgt.

Som følge av fortsatt utbygging av vindkraft i nord og forsinkelser i nettutbyggingen forventer vi fortsatt interne flaskehals i Tyskland. Hvordan og hvor lenge dette påvirker prisene er usikkert, og avhengig av størrelsen på flaskehalsene og hvordan de blir håndtert. Om Tyskland blir delt i flere prisområder, indikerer våre simuleringer at vi får både lavere og mer volatile priser i Nord-Tyskland. Begge deler skyldes primært flere meget lave priser i perioder med mye vind om vinteren. Dette gir igjen noe lavere snittpriser i Norge og Norden.

En stadig større andel uregulert produksjon i Norden gir mye større svingninger i effektsituasjonen på nordisk side. I timer med lite bidrag fra fornybar på vinteren oppstår det timer med knapphet og høy

import. I sommerhalvåret dekker uregulert vann-, vind- og solkraft i stadig flere timer hele det nordiske forbruket, og vi får mye eksport. Samtidig får vi også høy import vinterstid når det er mye vind på kontinentet og vi har høy produksjon fra regulert vannkraft som kan justeres ned.

Behov for subsidier av fornybar – kan bli lønnsomt uten i Norge og Sverige

Utviklingen mot stadig lavere kostnader for sol- og vindkraft vil trolig fortsette. Sammen med økende kraftpriser kan det dermed bli lønnsomt å bygge sol- og vindkraft uten subsidier. På grunn av at det store utbyggingsvolumet forutsetter kontinuerlig høy utbygging, og at verdien av sol og vind faller raskt ettersom markedsandelen øker, er det likevel trolig behov for støtte hele veien til 2040.

Støttebehovet varierer i de tre scenarioene. I Høy kan gode sol- og landbaserte vindprosjekter bli lønnsomme uten subsidier allerede i løpet av 2020-tallet. I Lav er det derimot behov for støtte i hele analyseperioden. For havvind er det trolig behov for subsidier i alle scenarioer. Det er også store forskjeller på regioner. Norge, Sverige og Finland har gunstige forhold både på grunn av gode ressurser og den store markedsandelen regulert vannkraft. Denne gir mindre nedgang i oppnådd kraftpris, særlig for vindkraft. Det er dermed sannsynlig at vi kan få en viss utbygging uten subsidier i løpet av 2020-tallet. Dette demper prisoppgangen, men gir etter vår vurdering ikke noe fast pristak.

Europas kraftsystem er i 2040 vesentlig forskjellig fra i dag – flere uløste problemstillinger

Når vi flytter analysehorisonten til 2040 øker usikkerheten i en rekke faktorer. Analysen av 2040 gir oss likevel en nyttig oversikt over hovedtrender og fundamentale sammenhenger som etter vår vurdering vil stå seg til tross for usikkerheten. Vi ser også konturene av flere foreløpig uløste utfordringer.

De store variasjonene i sol- og vindkraftproduksjonen blir en dominerende utfordring, og det blir nødvendig å få fram mye ny fleksibilitet for å få systemet til å henge sammen. Likevel må vi trolig tenke noe annerledes og mer helhetlig rundt forsyningssikkerhet enn tidligere. Annerledes i form av at vi i større grad må godta at forbruket reduseres som følge av høye priser i knapphetsperioder og helhetlig blant annet gjennom å se på problemstillingen utover egne landegrenser. I den andre enden av skalaen er det vanskelig å se for seg at vi ikke må godta at produksjon går til spille når det er mye sol og vind.

Hele energi- og kraftsektoren vil de neste 25 årene være i kontinuerlig endring. Kombinert med hurtig teknologisk utvikling gir dette mye usikkerhet for alle som investerer i kraftsystemet. Våre simuleringer av 2040 indikerer videre at vi får en relativt ustabil langsiktig markedsbalanse der selv mindre endringer får relativt store konsekvenser for inntjeningen til ulike aktører i markedet. Dette kan gi større ubalanser og utfordringer enn hva vi får fram i våre datasett. Det kan også lede til en diskusjon om et marked der prisene settes av kortsiktige marginalkostnader vil fungere tilfredsstillende når en så stor andel av produksjonen har neglisjerbare produksjonskostnader.

Det virker krevende å bygge opp en utslippsfri kraftsektor basert på sol- og vindkraft alene. Samtidig er det per i dag få gode alternativer. Her vil teknologisk utvikling innen lagring, CCS og kjernekraft trolig få betydning, men det er også et relevant spørsmål om det vil være bedre å satse mer på utslippskutt i andre sektorer, før man går helt i mål i kraftsektoren.

På nordisk side er spørsmålet om hva som skal erstatte svensk kjernekraft sentralt. Våre analyser viser at sol- og vindkraft ikke er en fullgod erstatning alene, og at mindre kjernekraft påvirker både kraftpriser, overføringsbehov og forsyningssikkerheten i store deler av Norden. For Norges del er det en klar mulighet for at vi får større endringer enn hva vi har lagt til grunn i forventning. Prusbildet vi ser i 2040 kan gjøre det lønnsomt å bygge ut mer produksjon, mer effekt og pumpekraft i vannkraftsystemet og etablere nye mellomlandsforbindelser.

Innhold

	Forord	iii
	Sammendrag	iv
	Innhold	viii
Del I	Bakgrunn, metode og våre scenarioer	1
1	Hvorfor lage en langsiktig markedsanalyse	2
2	Overordnet metode og grunnleggende forutsetninger	3
3	Sentrale drivere for kraftprisen mot 2040	6
4	Scenarioskisse	9
Del II	Utviklingstrekk og forutsetninger	11
5	Globale utviklingstrekk	12
6	Kull-, gass- og oljepriser mot 2040	16
7	Utviklingstrekk og forutsetninger Europa	23
8	Utviklingstrekk og forutsetninger Norden	35
Del III	Analyser	48
9	Gjennomsnittspriser i forventning	49
10	Prisvolatilitet i forventning	55
11	Sentrale usikkerhetsmomenter	63
12	Scenarioer for høy og lav kraftpris	71
13	Prisvolatilitet i scenario for høy og lav kraftpris	78
14	Lønnsomhet i kraftverk og betydningen av fleksibilitet	81
15	Kraftflyt og prisforskjeller mellom land og regioner	93
16	Sentrale problemstillinger i 2040 og veien videre	96
	Bibliografi	103

Del I

Bakgrunn, metode og våre scenarier

I denne delen forklarer vi først hvorfor vi lager en egen langsiktig markedsanalyse i Statnett, hva denne består av og hva vi bruker dette arbeidet til. Deretter presenterer vi kort vår overordnede metode og noen grunnleggende forutsetninger for analysen. Til slutt går vi gjennom sentrale drivere for kraftprisene nå og framover, samt gir en oversikt over prinsippene bak våre tre hovedscenarier.

1 Hvorfor lage en langsiktig markedsanalyse

Den langsiktige markedsutviklingen og prisene på energi og kraft har stor betydning for Statnetts virksomhet. For å kunne se framtidige driftsutfordringer i forkant og ta gode investeringsbeslutninger er det derfor viktig for Statnett å ha tilstrekkelig forståelse for markedsutviklingen. Større overføringskapasitet ut av det nordiske området, og den storstilte omleggingen av det europeiske kraftsystemet gjør imidlertid dette til en omfattende oppgave.

- Med økt overføringskapasitet blir utviklingen på kontinentet og i Storbritannia mer relevant og vi må dermed ta hensyn til flere faktorer enn tidligere i våre analyser.
- Omleggingen fra fossil til fornybar kraftproduksjon gir mer usikkerhet og et større behov for å analysere mulige utviklingsbaner og konsekvensene av disse

På bakgrunn av dette har vi i løpet av de siste årene lagt mye mer innsats i å analysere den europeiske markedsutviklingen. Som en del av dette utarbeider vi en helhetlig langsiktig markedsanalyse hvert andre år i forkant av KSU, NUP og SMUP-prosessen⁴. Analysen har denne gangen 2040 som analysehorisont, og består av flere likeverdige elementer:

- Drøfte hovedtrender og sentrale usikkerhetsmomenter ved utviklingen innen produksjon, forbruk, overføringskapasitet og priser på kull, gass og CO₂
- Etablere/justere forutsetninger for det vi vurderer som den mest sannsynlige utviklingen
- Lage modelldatasett for 2015, 2020, 2025, 2030 og 2040
- Gi prognose for forventet kraftpris og scenarioer som skisserer et relevant utfallsrom
- Gå mer i dybden på utvalgte temaer – undersøke, forklare og skissere

Analysen har fokus på kraftprisene i day-ahead-markedet. Vi er både opptatt av gjennomsnittspriser, oppnådd snittpris for ulike produksjonstyper, prisvolatilitet og prisforskjeller mellom land. Samtidig er veien fram mot kraftprisen og de fundamentale sammenhengene bak prisdannelsen minst like viktig som selve prisprognosen.

Sluttresultatet er denne rapporten og konkrete datasett til bruk i våre markedsmodeller for ulike stadier fram mot 2040. Dette vil i sin tur bli brukt som underlag i investeringsanalyser for pågående prosjekter og analyser av overføringsbehovet på lang sikt. Rapporten er også et viktig grunnlag for KSU, NUP, SMUP og ulike strategiske vurderinger. Selv om kraftprisprognosen i enkelte tilfeller blir brukt direkte som innsatsfaktor i våre investeringsanalyser, er det først og fremst rapporten og modelldatasettene vi tar med oss i det videre analysearbeidet.

Vi går i liten grad inn på lønnsomheten av nye mellomlandsforbindelser, hvor det kan oppstå interne flaskehalsener i Norge eller hvilke driftsutfordringer vi kan få de neste 20 årene – det kommer i KSU, NUP, SMUP, kommende KVU-er og nye investeringsanalyser. Ved å lage en egen markedsanalyserapport får vi mindre behov for å skrive lengre kapitler om markedsutviklingen i disse rapportene. Slik sparer vi tid og det gjør det enklere å få innsikt i våre forutsetninger og begrunnelsen for disse.

Ved større endringer i perioden mellom hver hovedoppdatering gjennomfører vi mer forenklede oppdateringer. Store endringer i brenselsprisprognosene eller vedtaket om å fase ut svenske reaktorer før tiden er eksempler på endringer som typisk gir behov for oppdateringer.

⁴ NUP er Statnetts nettutviklingsplan. KSU står for Kraftsystemutredningen og er en underlagsrapport for NUP som Statnett er pålagt av NVE å utarbeide hvert andre år. SMUP, Statnetts systemdrifts- og markedsutviklings-plan, er en rapport vi utgir hvert andre år parallelt med KSU/NUP.

2 Overordnet metode og grunnleggende forutsetninger

2.1 Fundamental analyse og modellsimuleringer ligger til grunn for våre utredninger

Statnetts samlede utredningsaktivitet knyttet opp mot nettutvikling og systemet som helhet er i stor grad basert på fundamentale analyser. Dette er nødvendig for blant annet å kunne:

- Kvantifisere framtidig kraftflyt i nettet, avdekke flaskehalsar, estimere prisforskjeller og beregne nyttegevinstene av ulike nettforsterkningstiltak.
- Analysere effektene av ulike alternativer til nettutbygging.
- Få en bedre forståelse for hvilke utfordringer vi kan få i systemdriften på litt lengre sikt, og bedre se hvilke tiltak som vil fungere for å møte utfordringene her.

Til dette bruker vi modeller som i størst mulig grad gjengir de fundamentale fysiske og økonomiske sammenhengene i kraftsystemet. Med våre to hovedmodeller Samlast/Samnett og BID simulerer vi markedet og kraftsystemet sekvensielt over et helt år, gitt våre forutsetninger om produksjon, forbruk og overføringskapasitet ved ulike stadier framover i tid. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt inntil 50 historiske værår hver gang. I sum gir dette oss god innsikt i hvordan endringer i produksjon og forbruk påvirker kraftpriser, kraftflyt og flaskehalsar.

- BID er en ren markedsmodell med timesoppløsning, realistisk beskrivelse av egenskapene ved termiske verk og en relativt god beskrivelse av vannkraftsystemet. I våre datasett for BID er størstedelen av det europeiske kraftmarkedet fundamentalt modellert⁵.
- Datasettene for Samlast og Samnettmodellen⁶ dekker det nordiske området. Disse modellene har sin hovedstyrke i en mye mer detaljert modellering av det nordiske vannkraftsystemet, i tillegg til at de har en detaljert nettmodell for det nordiske nettet. Modellene har timesoppløsning og bruker simulerte prisrekker fra BID som representasjon av markedene på kontinentet og i Storbritannia.

Begge våre to hovedmodeller er i kontinuerlig utvikling. Målet er at de hele tiden skal gi oss en realistisk gjengivelse av kraftsystemene i Norden og ellers i Europa med 20 års tidshorison. Samtidig har vi fokus på å forstå modellsvakheter og vurdere resultatene opp mot teori, historikk og eksterne analyser.

2.2 Analytisk fremgangsmåte

Når vi setter sammen våre forutsetninger for den framtidige utviklingen av kraftsystemet, tar vi utgangspunkt i kraftsystemet slik det er i dag. Første punkt i arbeidsprosessen er derfor å etablere en mest mulig oppdatert databeskrivelse av dagens system. Neste steg er å få oversikt over og legge inn det vi kan kalle sikre prognoser for fysiske endringer, for eksempel investeringsbesluttede utbygginger av produksjon, nett eller større forbruksenheter. I dette inngår også mer kortsiktige politiske mål som med stor grad av sikkerhet vil bli oppnådd, eller ordninger som den norsk-svenske sertifikatordningen for fornybar produksjon. I sum gir dette oss en rimelig fast prognose for den fysiske utviklingen av kraftsystemet fem til ti år fram i tid.

Når vi så kommer lengre ut i tid øker usikkerheten, og vi må basere oss på prognoser, mer usikre utbyggingsplaner og andre former for mer eller mindre faste holdepunkter. Eksempler på dette er:

⁵ Detaljert modellering av Norden, Baltikum, Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia.

⁶ Samlast gjengir dagens metode for håndtering av flaskehalsar mellom elspotområder. Samnett bruker flytbasert markedsalgoritme.

- Politiske mål og politiske virkemidler
- Langsiktige utbyggingsplaner for nett og produksjon
- Egenproduserte og eksterne analyser og prognoser
- Grunnleggende forutsetninger om økonomiske sammenhenger, fysiske lover og lignende
- Modellsimuleringer

Energi- og klimapolitiske mål har stor betydning for utviklingen og er derfor et sentralt holdepunkt for våre forutsetninger. Samtidig er det ikke slik at vi uten videre kan legge vedtatte og planlagte mål og virkemidler til grunn. For det første kan de være delvis motstridende. For det andre er de ofte mindre konkrete og i mange tilfeller lite bindende. Vi bruker derfor politiske mål og virkemidler først og fremst som underlag for våre forutsetninger om hovedretningen for utviklingen. Videre vektlegger vi de forskjellige målene ulikt, ut fra en vurdering av realisme og vilje til gjennomføring.

Når vi bygger opp datasettene bruker vi egne prognoser for utviklingen til henholdsvis eksisterende termisk produksjonskapasitet, fornybarutbygging, forbruk, brenselpriser og CO₂-priser. Disse kommer fra en rekke ulike kilder og vi har over flere år jobbet med å bygge opp en mest mulig troverdig portefølje av slike prognoser.

- Priser på kull og gass: IHS, Bloomberg New Energy Finance, IEA, EIA, Nena, MK ++
- Utfasing av eksisterende termisk produksjonskapasitet: Database fra Pöyry
- Forbruksprognose for alminnelig forsyning i Norge og Sverige: Modell utviklet av Optimeering
- Prognose for industriforbruk i Norden: INSA
- Forbruksprognose for kontinentet og UK: ENTSO-E, IHS og ulike langsiktige analyserapporter
- EU ETS (CO₂): Thomson Reuters Point Carbon
- Fornybarutbygging: Politiske mål på EU-nivå og nasjonalt, eksterne analyserapporter
- Prognoser for kostnadsutvikling innen fornybar og lagring: Bloomberg New Energy Finance, IHS, IRENA, IEA ++

For å ytterligere å forbedre underlaget for våre forutsetninger og øke vår forståelse for sentrale usikkerhetsmomenter, har vi i tillegg gjennomført flere målrettede og utforskende delanalyser på utvalgte temaer. Eksempler på dette er vår studie av et europeisk energy-only-marked i 2030 (Statnett 2015) og en analyse av konsekvensene ved fortsatt utbygging av fornybar i stor skala etter 2030⁷.

Selv om vi har mange prognoser og analyser å bygge på, er det behov for å ta en rekke valg for å fylle ut bildet og sikre at vi får en fungerende og troverdig helhet. Her støtter vi oss blant annet på et utvalg mer grunnleggende forutsetninger.

- Både energi- og kraftmarkedet tenderer mot økonomisk likevekt over tid. Vi kan åpenbart ha store ubalanser i perioder, men over tid forutsetter vi en bevegelse mot langsiktig likevekt. Eksempelvis kan vi i en periode ha stor overkapasitet og priser lavere enn de samlede utvinningskostnadene for kull og gass, men på lengre sikt må prisen være høy nok til å bære nødvendige investeringer.
- Kraftmarkedet har fri konkurranse og rasjonelle aktører. Ingen kan dermed forvente ekstraordinær høy profitt over tid, og det er heller ikke mulig å forutsette storstilte investeringer uten nødvendig inntjening, enten gjennom markedet eller via subsidier.
- Energi- og klimapolitikken er noenlunde økonomisk fornuftig over tid. Åpenbart irrasjonelle valg og ordninger kan opptre, men ikke i for stor skala over for lang tid.

⁷ Ikke egen rapport, men en del av denne hovedrapporten – i hovedsak presentert i kapittel 16.

Det å undersøke og sørge for tilstrekkelig grad av intern konsistens og helhetlig sammenheng i det enkelte datasett og mellom disse er en stor del av arbeidet og avgjørende for sluttresultatet. I dette arbeidet er modellsimuleringer et viktig verktøy, og i prosessen fram mot ferdige datasett har vi mange iterasjoner mellom simuleringer og justeringer av ulike forutsetninger. Eksempler på hva vi undersøker i denne prosessen er lønnsomheten til kraftverkene vi har lagt inn, om simulerte utslipp er i tråd med forutsetningene om utslippskutt og om vi har nok nett og lagringskapasitet sett i lys av simulerte prisforskjeller og prisvolatilitet.

For å sikre at vi har holdbare forutsetninger, simuleringsresultater og konklusjoner sammenligner vi også våre forutsetninger, simuleringsresultater og konklusjoner med et utvalg eksterne langsiktige markedsanalyser⁸. Videre er vi opptatt av å gi et mest mulig nyansert bilde av den framtidige utviklingen, og legger derfor stor vekt på å drøfte både forutsetninger og simuleringsresultater. Det er sentralt for oss å synliggjøre usikkerhetsmomenter og logikken bak våre forutsetninger slik at vi får mer transparens i våre beslutninger om både nettutvikling og driftsmessige forhold. Målet er at det skal være mulig å forstå hva vi legger til grunn og hvorfor. Gjennom dette ønsker vi også å legge til rette for tilbakemeldinger og eventuell kritikk.

2.3 LMA gir et felles utgangspunkt for nettinvesteringer, men dekker ikke all usikkerhet

Statnett har en stor mengde utbyggingsprosjekter der ulike forhold spiller inn på behov og lønnsomhet. For å sikre konsistens og sammenheng på tvers må derfor beslutningsunderlaget for de ulike prosjektene bygge på en felles forståelse av den framtidige markedsutviklingen på overordnet nivå. Til dette bruker vi rapporten og forventningsscenarioet fra den langsiktige markedsanalysen.⁹

Samtidig er det mye usikkerhet knyttet til markedsutviklingen, det framtidige overføringsbehovet i det norske nettet og den samfunnsøkonomiske nytten av nye forsterkningstiltak. En stor del av jobben i våre konseptvalgutredninger og investeringsanalyser handler derfor om å få fram et godt bilde av relevant usikkerhet. I vårt tilfelle er det imidlertid såpass store ulikheter i hva som påvirker usikkerheten i de ulike prosjektene at det i praksis ikke er mulig å dekke dette med et fåtall felles scenarioer. Scenarioene vi presenterer i denne rapporten for høy og lav kraftpris vil derfor bare kunne dekke deler av usikkerheten og utfallsrommet for den samfunnsøkonomiske nytten av nye forsterkningstiltak i nettet. I de enkelte KVVU-ene og investeringsanalysene komplementerer vi derfor disse med sensitivitetsanalyser og scenarioer tilpasset de aktuelle problemstillingene.

⁸ SKM, Nena, IHS, MK, Bloomberg New Energy Finance ++

⁹ Hvor relevant kraftprisen og den langsiktige markedsutviklingen er for de ulike prosjektene varierer mye. I noen tilfeller er det avgjørende, mens i andre tilfeller er det tilnærmet irrelevant for investeringsbeslutningen.

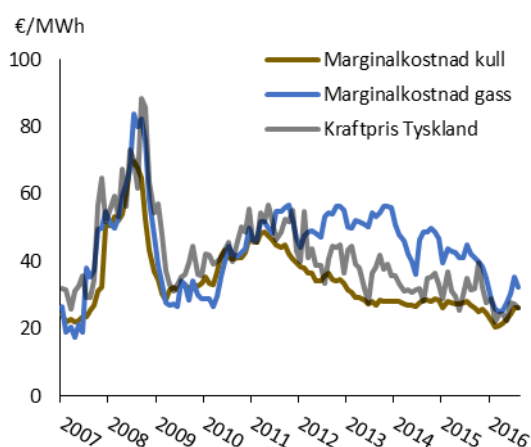
3 Sentrale drivere for kraftprisen mot 2040

3.1 I dag dominerer kull-, gass- og CO₂-prisene - hydrologi kommer i tillegg på norsk side

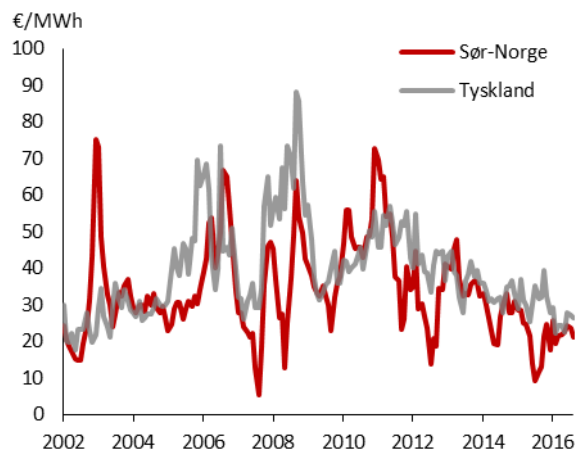
I dag blir kraftprisene både på kontinentet, i Storbritannia og i Norden i stor grad bestemt av de kort-siktige driftskostnadene for kull og gasskraft. Dette gjør prisene på kull, gass og CO₂ til sentrale faktorer for kraftprisene. Figur 3-1 viser hvordan gjennomsnittlig tysk kraftpris følger marginalkostnadene for kull og gasskraft, som igjen følger prisene på brensel og CO₂. Vi ser også at tyske priser, som følge av en relativt stor andel kullkraft, ligger nærmere marginalkostnaden for kull enn gasskraft. Dette i motsetning til land som Nederland og Storbritannia som begge har mer gasskraft.

Sol- og vindkraft får en stadig større betydning for prisene etter hvert som volumet øker. Dette gir isolert sett lavere priser som følge av flere timer der prisen faller ned til null eller marginalkostnaden for lignitt og kjernekraft, og samtidig færre timer der det er behov for å kjøre de dyreste termiske kraftverkene. Mer sol- og vindkraft gir i tillegg større variasjon i prisene mellom perioder med mye og lite fornybarproduksjon.

Andre eksempler på forhold som påvirker prisene i dagens system er forbruksvolum og profil, nett-begrensninger, sammensetning av den termiske produksjonsparken og tekniske egenskaper ved de enkelte kraftverkene – fleksibilitet, start/stopp kostnader og virkningsgrader.



Figur 3-1: Historiske marginalkostnader i et typisk kull- og gasskraftverk og historisk tysk pris siden 2007. Snitt per måned.



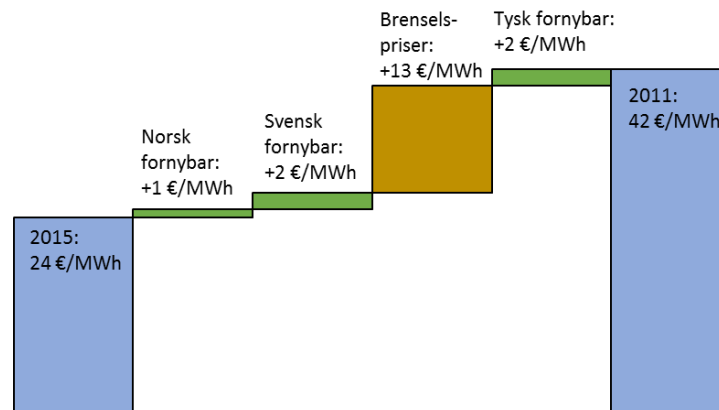
Figur 3-2: Historiske kraftpriser i NO₂ og Tyskland siden 2002. Snitt per måned.

Prisene i Norge og Norden er i stor grad linket til de kontinentale prisene. Dette er vist i Figur 3-2 der vi ser hvordan prisene i Sør-Norge følger nivået på tyske priser. Dette gjør prisene på kull, gass og CO₂ til sentrale drivere også for norske kraftpriser, selv om 95 % av produksjonen i Norge kommer fra vannkraft. Samtidig er den hydrologiske situasjonen et sentralt tilleggsmoment på norsk og nordisk side. Dette gir som figuren viser relativt store svingninger i norsk og nordisk pris rundt det aktuelle prisnivået i Tyskland. Et økende overskudd på kraftbalansen over året og mer uregulert produksjon har de siste årene gitt økt sannsynlighet for at vi får sommerpriser vesentlig under nivået på kontinentet.

3.2 Lavere priser på kull, gass og CO₂ er sentral årsak til fallende kraftpriser de siste årene

Kraftprisene i Norge og resten av Europa har de siste årene falt år for år. I 2015 var prisen i Sør-Norge kun 20 €/MWh i gjennomsnitt mot 45 €/MWh i 2011. Tilsvarende tall for Tyskland var henholdsvis 32 og 50 €/MWh. Nedgangen fortsatte et stykke inn i 2016, men har styrket seg en del de siste månedene.

Lavere priser på kull, gass og CO₂ er den sentrale årsaken til at vi nå har vesentlig lavere kraftpriser enn hva tilfellet var for fem år siden. I 2011 var europeiske kull-, gass- og CO₂-priser henholdsvis 110 \$/tonn, 21 €/MWh, og 14 €/tonn i snitt. I 2015 var tilsvarende priser 55 \$/tonn, 20 €/MWh og 7 €/tonn¹⁰. Dette har gitt en stor reduksjon i marginalkostnadene for kull- og gasskraftverk, og dermed også lavere kraftpriser både på kontinentet og her i Norden. Samtidig har utbygging av uregulert fornybar kraftproduksjon, både på kontinentet og i Norden, også bidratt til å presse ned kraftprisene. Fornybarutbyggingen har imidlertid hatt langt mindre betydning enn fallet i prisene på brensel og CO₂.



Figur 3-3: Blå stolper viser simulert normalårspris i NO1 i 2015 og 2011. Grønne viser effekten av henholdsvis fornybarutbygging i Norge, Sverige og Tyskland på norsk pris. Brun stolpe viser effekten av brensel og CO₂.

Figur 3-3 oppsummerer en øvelse der vi ved hjelp av modellsimuleringer har undersøkt hva som har hatt størst betydning nedgangen i norske kraftpriser fra 2011 til 2015. Vi har her ettersimulert markedsprisen slik forholdene var i henholdsvis 2015 og 2011, med ulike mellomsteg for å vise hva de ulike endringene i produksjonspark og brenselspriser har hatt å si for endringene i kraftprisene. For å fjerne effekten av hydrologiske svingninger¹¹ har vi simulert over 50 historiske tilsigsår og tatt gjennomsnittet. Modellsimuleringene bekrefter at reduserte priser på kull, gass og CO₂ er hovedårsaken til lavere kraftpriser i Norge og Europa for øvrig.

3.3 Mer sammensatt bilde for hva som påvirker framtidige kraftpriser

Det er mye usikkerhet knyttet til utviklingen av det fysiske kraftsystemet og markedet mot 2030 og 2040. Basert på våre egne analyser, eksterne rapporter og gjeldende energi og klimapolitikk kan vi imidlertid med større grad av sikkerhet si noe om hvilke faktorer som vil ha størst betydning.

Hvis vi starter med de mer grunnleggende og bakenforliggende driverne så er klimautfordringen og klimapolitikken den klart viktigste. FNs klimapanel slår fast at menneskelige utslipp av klimagasser påvirker klimaet og at konsekvensene av en videre utslippsvekst kan bli katastrofale. Dette er den suverent viktigste årsaken til den pågående omleggingen av det europeiske kraftsystemet mot mer fornybar kraftproduksjon og lavere utslipp. Og i lys av de dystre prognosene fra verdens klimaforskere kan vi med stor grad av sikkerhet si at klima vil være en sentral driver for endring gjennom hele vår analyseperiode. Her spiller virkemidlene for utslippskutt også en sentral rolle. Ytterpunktene er henholdsvis mer direkte regulering og subsidier på den ene siden, og mer markedsbaserte løsninger og bruk av EU ETS som det sentrale virkemiddelet på den andre siden. Andre sentrale drivere i denne kategorien er økonomisk vekst og teknologisk utvikling. Sistnevnte har stor betydning for både prisene

¹⁰ Gass har falt ytterligere etter dette. Kullprisen var ned under 40 \$ tonnet, men har de siste månedene hatt en betydelig oppgang og er nå rundt 60 \$/tonn.

¹¹ 2011 var et år med mindre tilsig enn normalen, og dermed relativt sett høyere priser på grunn av hydrologi. I 2015 var situasjonen motsatt med mer tilsig enn normalt, som ga ekstra lave priser.

på brensel, kostnadsutviklingen innen fornybar, elektrifisering av transportsektoren og hva som best kan fange opp svingningene i produksjonen fra sol- og vindkraft.

Når det gjelder de mer direkte påvirkningsfaktorene viser våre simuleringer at prisene på kull, gass og CO₂ fortsetter å ha en dominerende innvirkning for kraftprisene, helt til 2040. Med en stadig større andel fornybar kraftproduksjon ser vi imidlertid at sol- og vindkraft får gradvis større betydning. Andre sentrale faktorer som vil ha en stor og direkte virkning er:

- Kapasitetsmarginen i markedet – forholdet mellom tilgjengelig produksjonskapasitet og forbruket ved lav sol- og vindkraftproduksjon
- Forbruksutviklingen og graden av elektrifisering innen transport og varmesektoren
- Mengden tilgjengelig fleksibilitet fra produksjon, forbruk og lagring, og priser/kostnader knyttet til disse

Ser vi på forhold internt i Norden, utover de faktorene vi allerede har nevnt, er særlig utviklingen innen kjernekraften i Sverige og Finland et sentralt tema. Det samme gjelder utviklingen av kraftbalansen over året og i sommerhalvåret.

4 Scenarioskisse

4.1 Basis – vårt forventningsscenario for utviklingen til 2040

Vårt basisscenario representerer det vi vurderer som den mest sannsynlige utviklingen fra nå og fram til 2040. Vi presenterer detaljerte forutsetninger og simuleringsresultater fra dette scenarioet i de kommende kapitlene, men vil for oversiktens del gi en kort oppsummering her. Sammenlignet med situasjonen i dag bygger scenarioet i hovedsak på følgende utviklingstrekk og endringer:

- Halvering av utslippene fra i dag til 2040 – innebærer 62 % reduksjon målt mot 1990
- Moderat oppgang i prisene på gass og CO₂ til 2025-2030, kullpriser på dagens nivå
- Vesentlig mer fornybar, i hovedsak sol- og vindkraft
- Mindre termisk produksjonskapasitet - strammere kapasitetsmarginer
- Økt forbruk, i hovedsak drevet av elektrifisering av transport- og varmesektoren
- Økende prisnivå og større prisvolatilitet, både på kontinentet og i Norden

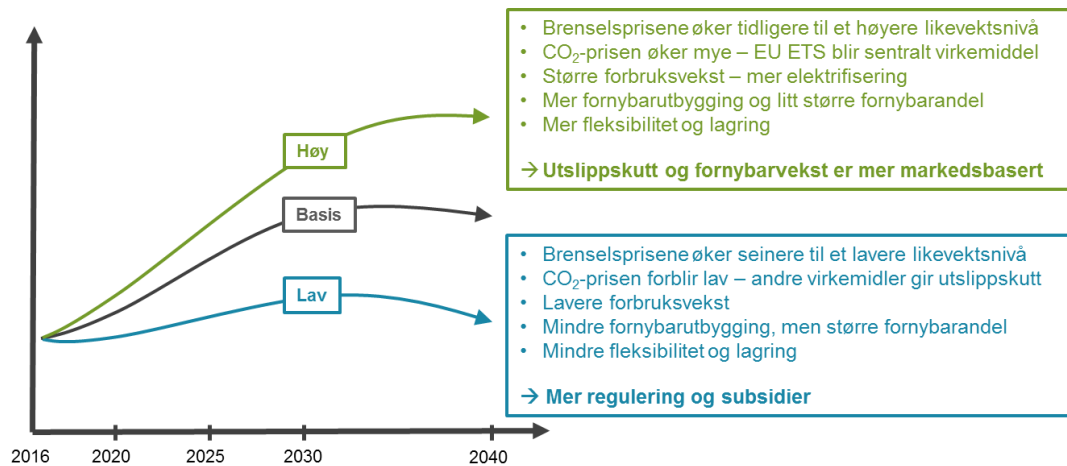
Selv om vi ser en klar trend mot mer fornybar og lavere utslipp er det mye usikkerhet knyttet til flere sider av den langsiktige markedsutviklingen. Og naturlig nok er usikkerheten større når vi kommer langt ut i tid. Våre konkrete forutsetninger for 2040 kan derfor ikke tolkes på samme måte som vår forventning til det nærmeste tiåret.

4.2 Alternative scenarier for vedvarende høyere og lavere gjennomsnittlig kraftpris

For å kvantifisere usikkerheten i framtidige kraftpriser har vi satt sammen to alternative scenarier. Disse illustrerer utviklingsbaner som resulterer i vedvarende høyere og lavere gjennomsnittlige kraftpriser, sammenlignet med hva vi har i forventningsscenarioet. Dette er målrettede scenarier der vi bevisst, med utgangspunkt i basis, har justert flere faktorer som alle trekker henholdsvis opp og ned kraftprisen. Vi har fokusert på faktorer som både har mye usikkerhet og som vi vet har stor betydning for kraftprisen. Samtidig forutsetter vi at begge de to alternative scenarioene følger samme hovedretning med store utslippskutt og vedvarende vekst i andelen fornybar kraftproduksjon. Grunnen er at vi mener utviklingen i brenselpriser og hvordan utslippskuttene oppnås utgjør en større usikkerhet for kraftprisene enn selve omleggingen til lavere utslipp og mer fornybar.

Figur 4-1 skisserer de sentrale forskjellene i scenarioene for høy og lav kraftpris. Alle de tre scenarioene representerer kontinuerlige utviklingsbaner fra nå og fram til 2040. Vi har satt sammen ett datasett for henholdsvis 2016, 2020, 2025, 2030 og 2040 for hvert scenario. Disse datasettene er en detaljert konkretisering av våre forutsetninger om de mer overordnede utviklingstrekkene. Samtidig understreker vi at de konkrete tallstørrelsene vi har lagt til grunn må sees i sammenheng med den tilhørende drøftingen og ikke tolkes bokstavelig.

Det er mulig å lage flere alternative scenarier for høy og lav kraftpris. Disse kan gi både større og mindre utfallsrom for utviklingen av kraftprisen enn det vi skisserer i vår analyse. Samtidig er det slik at desto mer ekstreme scenarier vi lager, desto lavere blir sannsynligheten for at de inntreffer. Uten at vi kan tallfeste sannsynligheten for våre alternative scenarier, gir de etter vår vurdering et relevant utfallsrom for hva vi kan tenke oss av vedvarende lav og høy kraftpris. Samtidig presiserer vi at det vil oppstå kortvarige svingninger som gir større utslag enn hva vi får fram med våre scenarier.



Figur 4-1: Scenarioskisse for de alternative scenarioene for kraftpris.

4.3 Høyt scenario – utslippskutt og fornybarvekst er mer markedsdrevne

I høyt scenario øker prisene på kull og gass tidligere til et langsiktig likevektsnivå der prisen, i motsetning til i dag, representerer de fulle kostnadene ved å bringe kull og gass til det europeiske markedet. Likevektsprisene er i tillegg høyere enn i basis. Samtidig øker CO₂-prisen mer enn i basis, enten ved at EU landene blir enige om en tøffere innstramning av kvotemarkedet for CO₂, eller ved at det innføres nasjonale prisgulv i et tilstrekkelig antall land. I tillegg til dette forutsetter vi større forbruksvekst drevet av elektrifisering og at kraftsektoren bidrar mer til utslippskutt i andre sektorer, særlig innenfor transport og varme. Dette blir kompensert for med en mer omfattende utbygging av sol- og vindkraft. I sum gir dette et betydelig høyere gjennomsnittlig kraftprisenivå på kontinentet og dermed også høyere priser på nordisk side. Scenarioet illustrerer dermed også en utvikling der omleggingen mot lavere utslipp av klimagasser i større grad går av seg selv, drevet av heldige markedsforhold og en bevisst politikk rundt kvotemarkedet og alternative virkemidler.

4.4 Lavt scenario – mer regulering og subsidier

I det lave scenarioet er situasjonen motsatt. Prisen på kull går ned og gassprisen blir værende på et lavt nivå. Det samme gjelder prisen på CO₂ der andre virkemidler for utslippskutt vinner fram og gjør EU ETS mindre relevant. Forbruket øker noe, men i langt mindre grad enn i høy og basis. Fornybarutbyggingen er også lavere, men på grunn av lavere forbruksvekst blir etter hvert fornybarandelen noe høyere enn i basis. I sum gir dette lavere gjennomsnittlige kraftpriser og mindre prisvolatilitet. Sistnevnte gjør det mindre lønnsomt å bringe ny fleksibilitet til markedet og vi får dermed flere timer med priser ned mot null, hvilket gir enda større press nedover på gjennomsnittsprisen. I dette scenarioet er det behov for mer regulering og subsidier for å drive fram omleggingen mot lavere utslipp og høyere fornybarandel.

4.5 Responser på nordisk side demper utfallsrommet

I høyt og lavt scenario har vi i hovedsak endret på forutsetninger som påvirker kraftprisen på kontinentet og i Storbritannia, i tillegg til gjenværende kull- og gasskraftverk i Norden. Dette påvirker i sin tur nordisk utvikling. Vi har derfor valgt å legge inn en svakt dempende respons på nordisk side i våre scenarioer for høy og lav kraftpris. I høy blir fornybarutbyggingen større, som gir større kraftoverskudd og isolert sett noe lavere priser. Her har vi imidlertid også forutsatt mer overføringskapasitet ut av Norden, representert ved en enda en forbindelse til Storbritannia i 2030. Dette demper effekten av økt overskudd. I lavt scenario har vi forutsatt en moderat respons med motsatt fortegn.

Del II

Utviklingstrekk og forutsetninger

Hvordan kraftsektoren i Europa og Norden utvikler seg frem mot 2040 blir påvirket av en rekke forhold, som er forbundet med stor usikkerhet. I denne delen presenterer vi først de viktigste globale utviklingstrekkene, og hva vi forutsetter for kull- og gasspriser. Disse er viktige for kraftprisene i Europa og dermed også Norden og Norge. Deretter ser vi nærmere på EUs energi- og klimapolitikk samtidig som vi presenterer våre viktigste forutsetninger for kraftsystemene på kontinentet og i Storbritannia. Vi avslutter kapittelet med å presentere våre norske og nordiske forutsetninger. Vi presenterer våre forutsetninger i scenarioene for høy og lavkraftpris der disse avviker fra forventning.

5 Globale utviklingstrekk

Det globale energisystemet påvirker kraftmarkedet i Europa først og fremst gjennom brenselsmarkedene. Prisen på olje, kull og gass blir bestemt av de store trendene innenfor forbruk og produksjon av energi. Sentrale drivere for disse er igjen økonomisk vekst, klima- og miljøpolitikk og teknologiutviklingen. Et nytt element nå er at utviklingen innenfor fornybar, lagring og forbruk (elbiler) i stadig større grad blir avgjort utenfor Europa. Kina installerte for eksempel i fjor mer fornybar enn USA og Europa til sammen, men satser også på elbiler og ulike former for energilagring. Store kommersielle aktører over hele verden bruker stadig større ressurser for å bli ledene innenfor disse bransjene. Vi vil her diskutere de store linjene mot 2040 på bakgrunn av hva store analyseselskaper og aktører i verdens energimarkeder mener. Våre hovedkilder er IHS, IEA, EIA, BP, Statoil og Bloomberg. I neste kapittel vil vi knytte dette opp mot våre konkrete forutsetninger på kull- og gasspriser.

5.1 Vekst i verdens energiforbruk, stillstand i Europa

Sørøst-Asia driver veksten i verdens energiforbruk, men prognosene for vekst er noe nedjustert

En grunnforutsetning i de fleste analyser er at verdens energiforbruk vil fortsette å vokse fram mot 2040. Det internasjonale energibyrået, IEA, spår i sin siste prognose (World Energy Outlook 2015) en vekst på i overkant av 30 % mot 2040 i sitt basisscenario¹². Dette utgjør om lag 1.4 % årlig vekst. Andre store aktører, som British Petroleum og IHS, kommer med prognoser som ligger nært opp til dette i sine sentrale scenarier. EIA, det amerikanske energibyrået, har en økning på hele 50 % til 2040.

Samtidig er det slik at de fleste aktører har nedjustert sine prognoser i løpet av de senere årene, og BP har for eksempel justert ned total energiforbruk i 2035 med 1 % fra i fjor til i år. Veksten blir vesentlig lavere enn det vi har observert de siste 25 årene. Hovedårsakene til trenden er

- Svakere sammenheng mellom økonomisk vekst og energiforbruk på grunn av bedre energi-effektivitet og mer vekst i næringer som bruker mindre energi
- Lavere prognoser på økonomisk vekst

Det er også slik at scenarier med lavere forbruk enn i forventning blir mer vektlagt enn tidligere. BP viser at hvis den årlige globale økonomiske veksten i deres hovedscenarier reduseres fra 1.4 % til 1 % faller økningen i forbruket fra ca. 33 % til 23 % til 2035. I energi tilsvarer dette 1 200 Mtoe/14 000 TWh til 2035, eller omtrent dagens europeiske energiforbruk.

Det er helt sentralt å begrense veksten i det globale energiforbruket for å kunne være i nærheten av Paris-målene. IEA er de som legger mest vekt på dette. I deres scenarier der man når togradersmålet, 450 scenarier, øker verdens energiforbruk med kun 12 % til 2040 mot over 30 % i de fleste forventningsscenarier. Både IHS og BP har i sine scenarier der klima blir vektlagt mer, dog ikke tilstrekkelig til å nå togradersmålet, en vekst på rundt 20 %.

Det er bred enighet om at veksten i energiforbruket kommer i fremvoksende økonomier, spesielt i Asia. Dette er en videreføring av trenden vi har sett de siste 25 årene. Her står Kinas utvikling i en særstilling. Mellom 1990 og 2012 økte det kinesiske energibruket¹³ med i overkant av 300 %, og i 2010 overtok Kina rollen som verdens største brukere av energi fra USA. Mindre økonomisk vekst etter 2014 har imidlertid gitt en kraftig oppbremsing. Uansett om økonomien normaliserer seg, vil den videre veksten være lavere og vesentlig mindre energiintensiv enn i perioden 1990-2012. BP legger for

¹² New Policies Scenario (NPS) er IEAs basisscenario.

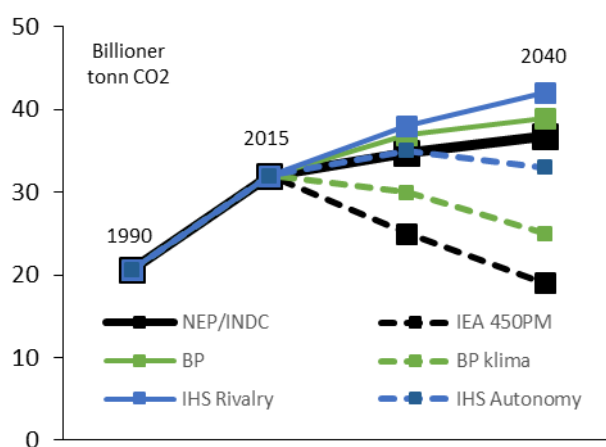
¹³ Med energiforbruk mener vi her primærenergi, det vil si energiinnholdet i det samlede forbruket av kull, gass, olje osv.

eksempel til grunn at den årlige økningen i energiforbruket faller til under 2 % de neste 20 årene, mot rundt 10 % i de foregående 20 årene. India, Sørøst-Asia, Afrika, Sør-Amerika og Midtøsten kompenserer trolig delvis for dette, men ikke fullt ut. I de etablerte OECD-landene forventer både IEA, EIA og BP enten en svak vekst (USA) eller stillstand/nedgang (Europa) frem mot 2030–2035. Forbruket i kraftsektoren i OECD er imidlertid forventet å øke i mange scenarioer blant annet som følge av at elektrisitet øker sin andel av sluttforbruket av energi.

5.2 Klimapolitikken strammes til, men lite trolig togradersmålet nås

Utslippene vokser, men kan nå toppen før 2030

Globale utslipp har økt med ca. 50 % fra 1990 til i dag. Årsaken er at verdens energiforbruk har vokst med 60 % i samme periode, og at fossile brensler utgjør 80 % av veksten. Kull, som slipper ut mest CO₂, har dessuten vokst mest. Videre vekst i energiforbruket på linje med prognosene nevnt over, selv om de er blitt nedjusterte, vil gjøre det vanskelig å oppnå de ambisiøse klimamålene som ble satt i Paris¹⁴.



Figur 5-1: Historiske utslipp fra 1990 og frem til i dag samt utslipp mot 2040 fra et par utvalgte scenarioer fra IEA, IHS og BP.

Figur 5-1 viser historiske utslipp fra 1990 og frem til i dag samt utslipp mot 2040 fra et par utvalgte scenarioer. Utslippene i forventning er høyere i 2040 enn i dag, men økningen blir vesentlig lavere enn i perioden 1990-2015. Dette reflekterer både lavere økonomisk vekst, mer energieffektiv vekst og at økningen i forbruk i større grad dekkes av fornybar.

IEA sitt New policy scenario (NPS) legger til grunn at de ulike landene oppfylder forpliktelsene (Intended Nationally Determined Contributions, INDC) som de har lovet til 2030. Utslippene øker da fra 32 til ca. 35 Gt (milliard tonn CO₂). Sammenlignet med tidligere utgaver av World Energy Outlook (WEO) er dette en reduksjon på ca. 5 %. Dette skyldes forventninger om en stammere klimapolitikk, men i tillegg har en bråstopp i veksten av Kinas energiforbruk de to siste årene ført til en uventet oppbremsing i utslippsveksten siden 2014.

Likevel er det flere tegn som tyder på at utslippene kan kuttes mer enn de nasjonale planene legger opp til. Paris-avtalen forutsetter også at landene blir enige om store tilstramninger snart. BP og andre

¹⁴ Møtet i Paris resulterte i en mer ambisiøs klimaavtale som omfattet flere land enn før, men som er lite bindende. Bakgrunnen for avtalen var en ny fremgangsmåte der enkeltland melder inn sine planer i stedet for store globale avtaler, der Kina, India og USA "tvinges" til kutt. Paris er kun en start – de harde valgene som politikerne må ta for å gi konkrete utslippskutt kommer først mot 2020.

ser på virkningen av en mye strammere klimapolitikk når de vurderer usikkerheten til utviklingen av det globale energisystemet fremover, ikke mindre klimapolitikk.

Flere undersøkelser viser at klima er i ferd med å bli den største bekymringen til folk også i store utviklingsland som Kina og India. I kombinasjon med massive lokale forurensingsproblemer vil dette gi en helt annen klima- og miljøpolitikk enn før. Utviklingen i kinesisk kullforbruk i NPS og andre referansescenarioer er derfor trolig for høye. Dessuten har teknologisk utvikling gjort det billigere å kutte utslipp, og dette er en trend som vil fortsette. Flere scenarioer i eksterne analyser og prognoser forutsetter derfor at utslippene når toppen før 2030, og deretter synker.

2- (1.5-) gradersmålet krever en energirevolusjon innen kort tid

INDC-ene som ligger til grunn for Parisavtalen gir ikke store nok utslippskutt til å begrense temperaturøkningen til 2 eller 1.5 grader. Utslippene i NPS-scenarioet i 2030 er ca. 30 % høyere enn i 450 ppm-scenarioet som viser en tenkt togradersbane, og avstanden blir bare større mot 2040. Scenarioene med de laveste utslippene fra BP og IHS i figur 5-1 forutsetter at tiltak som ikke er vedtatt blir innført om kort tid. Men også i disse scenarioene ligger utslippene betydelig over togradersbanen. Dette illustrerer vanskelighetene med å kutte utslippene tilstrekkelig.

Ser vi samlet på forventet utvikling innen energiforbruk, teknologisk utvikling og energipolitikk virker det dermed lite sannsynlig at verden klarer å nå togradersmålet. De forventede konsekvensene av klimaendringene er imidlertid av en slik skala at det i realiteten ikke er noen mulighet å bare gi opp. Klimautfordringen vil derfor være en sentral driver for endringer i energi- og kraftmarkedene i hele perioden vi ser på her, og etter.

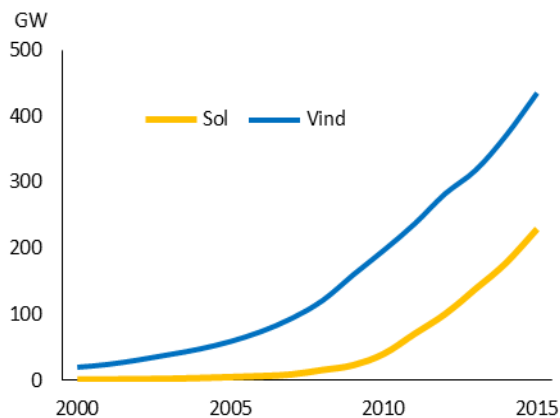
5.3 Fornybar og ny teknologi vil i stadig større grad påvirke energimarkedene

Det har vært en enorm teknologisk utvikling de siste årene når det gjelder fornybar energi, men også i produksjonen av olje og gass. Skiferrevolusjonen i USA har gjort at mengden olje og gass som kan utvinnes til konkurransedyktige priser har vokst voldsomt¹⁵. I tillegg har energieffektivisering bidratt til at forbruket har økt vesentlig mindre enn den ellers ville gjort. Denne trenden er vanskeligere å få øye på enn endringene innenfor fornybar og skiferolje, men er viktig og vil også forsterke seg fremover.

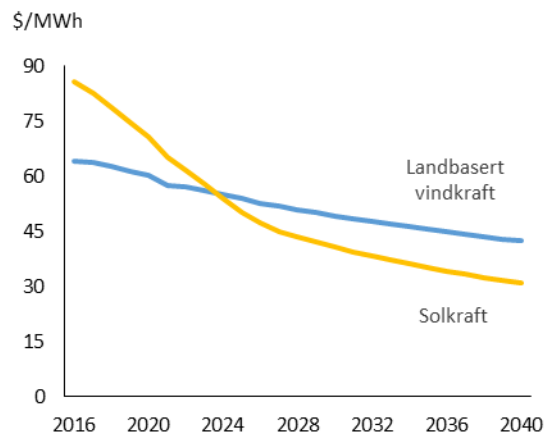
Fra 2000 til 2015 økte installert effekt i solkraft fra omtrent 0 til over 240 GW. Tilsvarende tall for vind er fra ca. 20 GW i 2000 til 440 GW i 2015. Dette har gitt et kraftig fall i kostnadene. Spesielt har reduksjonen vært stor etter 2010, da mesteparten av utbygging har funnet sted. Kostnadsreduksjonen for sol har vært størst med omtrent 50 % mellom 2010-2016, mens tilsvarende tall for vind i samme periode er omlag 25 %. Både fallet i kostnader og utviklingen i installert effekt har vært større enn det IEA og mange andre aktører har lagt til grunn.

Denne utviklingen var inntil for et par år siden i høy grad drevet av Europa, og spesielt Tyskland. Nå har fornybar blitt en stor global industri, der Kina leder an. Landet installerte i 2015 29 GW landbasert vind, det vil si nesten 50 % av veksten globalt. Landet har nå ca. 40 % av samlet installert effekt i vind. USA er nummer 2 på lista. Innenfor sol installerte Kina 15 GW, som utgjorde 25 % globalt.

¹⁵ Vi går nærmere inn på dette nærmere i neste kapittel.

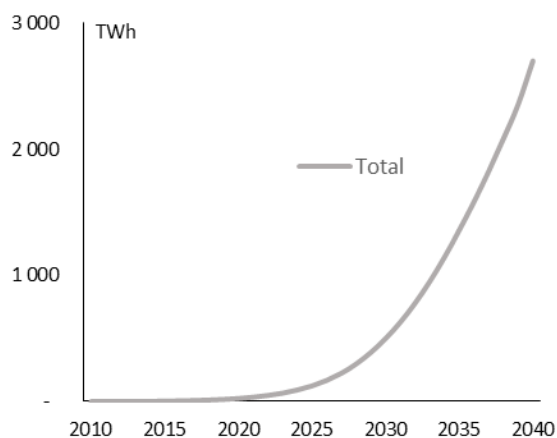


Figur 5-2: Global utvikling i installert effekt for sol og vind fra 2000 til 2015.

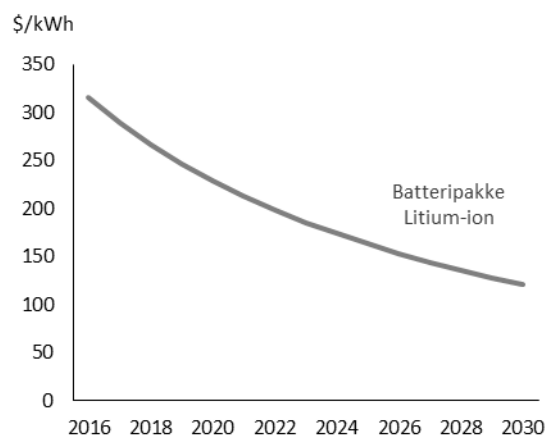


Figur 5-3: Prognose fra Bloomberg New Energy Finance på langsiktig grensekostnad for landbasert vind og solkraft i USA 2016-2040.

Samtidig er elbiler og lagring i ferd med å kunne bli kommersielle alternativer i transport og kraftsektoren. Utviklingen på disse to feltene henger naturlig nok tett sammen. Lagring og overgang til el i varme og samferdsel er helt nødvendig for å kunne integrere mer fornybar og redusere utslipp. Bloomberg har vekst i det globale kraftforbruket på 50 % til 2040, det vil si nesten 13 000 TWh, og av dette kommer nesten 3 000 TWh fra elbil. Teknologit utvikling og kostnadsreduksjoner er selvfølgelig usikkert, men som vi drøfter senere er spørsmålet hvor mye det faller, ikke om det faller. At store selskaper for eksempel innenfor bilindustrien slåss om markedsandeler, men også kina satser stort, tilfører et helt annet moment enn tidligere.



Figur 5-4: Globalt kraftforbruk fra elbil mot 2040. Prognose fra Bloomberg februar 2016.



Figur 5-5: Prognose fra Bloomberg New Energy Finance på produksjonskostnad for en batteripakke av litium-ion-type i USA 2016-2030.

Til sammen gir dette en utvikling der ulike energikilder og energibærere konkurrerer i langt større grad enn tidligere. I sitt referansescenario henviser IHS til denne konkurransen sammen med teknologiske endringer som hoveddriveren bak utviklingen i de globale energimarkedene mot 2040. Ett eksempel er fra olje og gass. Tradisjonelt har disse sektorene i stor grad vært skjermet for konkurranse utenfra, og prisen på gass har vært linket direkte på olje. Flere spår nå at billig gass vil konkurrere med olje i transport, samt at begge brenslene vil konkurrere med fornybar i både transport- og kraftsektoren. Dette innebærer at fossile brenslers andel av verdens energiforbruk etter hvert vil begynne å falle.

6 Kull-, gass- og oljepriser mot 2040

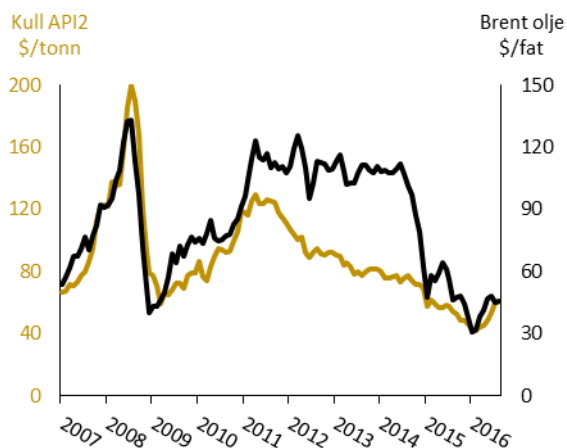
Prisene på kull, gass og CO₂-kvoter er de viktigste faktorene for kraftprisene i Europa, inkludert Norden, siden de bestemmer marginalkostnadene i termiske kraftverk. Våre analyser viser at disse trolig vil være prissettende i de fleste timer de neste 20-25 årene selv i et scenario der vind, sol og andre utslippsfrie kilder står for mesteparten av produksjonen. Prisen på olje har liten direkte påvirkning på kraftprisen siden de fleste oljefyrte kraftverk er lagt ned. Oljeprisen er likevel viktig da den påvirker prisene på kull og gass. Brenselsprisene påvirker også utformingen av klima- og energipolitikken.

Vi baserer våre forutsetninger om brenselspriser på analyser fra selskaper som har spesialisert seg på brenselsmarkedene, blant annet IHS, IEA, NENA og EIA. Prognosene endrer seg over tid og vi oppdaterer derfor anslagene på brenselspriser oftere enn andre forutsetninger. De siste årene har vi sett et markant fall i først kull, deretter olje og så gassprisene i Europa. Eksterne prognoser har fulgt dette, spesielt for årene rundt 2020, men også på lenger sikt.

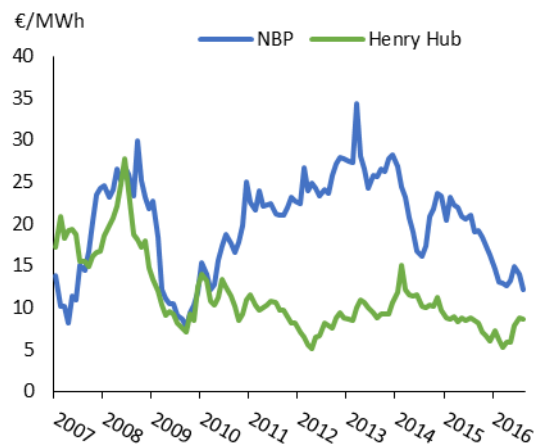
Brenselsprisene er sentrale usikkerhetsmomenter i våre analyser, da de både er viktige og det er forbundet stor usikkerhet til fremtidige priser. Vi ser derfor på et betydelig utfallsrom der dette er relevant. I våre scenarioer for høy og lav kraftpris er endringer i brenselsprisene helt sentrale.

6.1 Brenselsprisene har falt mye, og til dels uventet siden 2011

Figurene under viser prisutviklingen på olje, kull og gass levert til Europa, og amerikanske gasspriser siden 2000. Prisene økte jevnt fra ca. år 2000 til 2011, hvis vi ser bort i fra den kortvarige toppen i 2008, og det påfølgende fallet i kjølevannet av finanskrisen. Unntaket var amerikanske gasspriser som fortsatte å falle. I 2011 begynte prisene på kull å synke, mens prisene på olje og gass i resten av verden begynte å falle kraftig i 2014.



Figur 6-1: Historisk prisutvikling for olje og kull levert i Europa.



Figur 6-2: Historisk prisutvikling for gassprisene i Europa og USA.

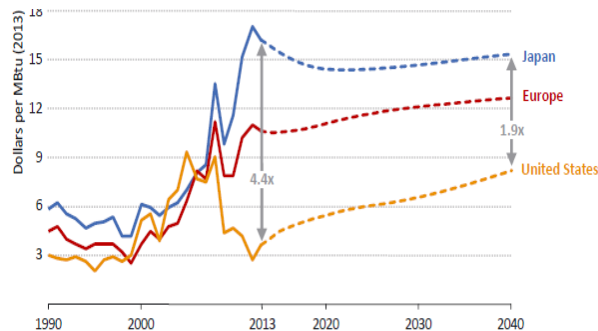
De to viktigste fundamentale årsakene til prisutviklingen siden 2008 er:

- Skiferrevolusjonen i USA har gjort at landet har gått fra å være verdens største importør av olje og gass til selvforsynt. Landet er nå i ferd med å bli en betydelig eksportør av gass.
- Kinas økonomiske vekst og dermed tilsynelatende umettelige behov for råvarer og energi har fått seg en betydelig knekk fra rundt slutten av 2014. Dette har bidratt til fall i de fleste råvarepriser og spesielt kull.

Denne utviklingen førte blant annet til følgende situasjon som har hatt stor konsekvens for de globale energimarkedene, inkludert det europeiske kraftmarkedet.

- Amerikansk gass var vesentlig billigere enn europeisk, og i Asia var prisene enda høyere på grunn av blant annet japansk importbehov som følge av Fukushima-ulykken
- Kullprisen i Europa ble betydelig lavere enn gassprisen¹⁶. Kombinert med lave CO₂-priser ble det vesentlig billigere å produsere kraft basert på kull enn på gass.

Mange argumenterte for at denne situasjonen i stor grad ville vedvare de neste 10-15 årene, på tross av at USA etter hvert ville bli en eksportør av LNG. Dette ville likevel ikke være nok til å utjevne forskjellene i stor skala, i hvert fall ikke permanent (se figur 6-3).



Figur 6-3: Prognose på historisk og mulig fremtidig utvikling i regionale gasspriser fra WEO2014 (IEA 2014).

Det siste året har likevel prisene på kull og gass blitt mye mer like også utenfor USA, både som følge av lavere gasspriser og høyere kullpriser (se Figur 6-2). Hovedgrunnen til nedgangen i gassprisene i Europa og Asia er prisetallet på olje. Mye av gassen som kjøpes og selges globalt er indeksert mot gass. Eksempler på dette er LNG-kontrakter i Asia og russisk gass til Europa. Prisen på indeksert gass har falt fra ca. 28 €/MWh i 2013 til rundt 15 €/MWh i utgangen av september 2016. Til tross for at mesteparten av gassen som selges på børsene i Vest-Europa ikke lenger er knyttet til oljeindekserte kontrakter, har likevel et massivt tilbud av billig oljeindeksert gass presset ned prisene. Dette har også gitt vesentlig mindre forskjeller mot prisene i Nord-Amerika.

6.2 Stort skifte i brenselprognosene – mer tilbud og mindre etterspørsel

I dag kommer ca. 80 % av verdens energiforbruk fra fossile energikilder¹⁷, og denne andelen har vært ganske stabil siden 1990. Frem til nylig la de fleste prognoser til grunn at prisen på fossile brenslere ville øke. Teorien var enkel, og har fått samlebetegnelsen «peak oil». Økende forbruk kombinert med begrensede fossile ressurser vil gjøre at stadig dyrere ressurser må tas i bruk. Dette vil igjen gi høyere priser, fremfor alt på olje og gass, men også på kull.

Utviklingen de siste årene har endret dette synet i stor grad. De fleste tror prisene skal øke på sikt, men det er stor usikkerhet om når og hvor mye. Flere aktører har dessuten scenarioer der prisene forblir på dagens lave nivåer. Det store prisetallet har nok i seg selv bidratt til at prisprognosene langt frem i tid er justert ned. Samtidig er hovedgrunnen at forventningene til de fundamentale forholdene på tilbuds- og etterspørselssiden i de globale energimarkedene er endret.

¹⁶ Grunnen til dette er hvordan de internasjonale energimarkedene fungerer med et globalt marked for kull og mer regionale markeder for gass. Det er lettere å transportere kull enn gass over store distanser. Lavere amerikansk kullpris bidro derfor til at internasjonale kullpriser også falt, mens lavere gasspriser i liten grad bidro til lavere gasspriser andre steder.

¹⁷ IEA, se for eksempel <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.COMM.FO.ZS>

For det første er prognosene for bruk av fossile brensler justert ned, til dels kraftig. Hovedårsakene er lavere og mindre energiintensiv økonomisk vekst kombinert med stadig større konkurranse fra fornybar, og etterhvert elbiler i transportsektoren. For det andre er tilbudet av økonomisk utvinnbare olje- og gassressurser justert kraftig opp. I sum gir dette mer konkurranse mellom ulike energikilder, og sterke drivkrefter mot teknologiutvikling og kostnadsutt.

BP sier i sin siste langsiktige prognose at det vil være mer enn nok økonomisk utvinnbare ressurser for å dekke den forventede økningen i forbruket av fossile brensler de neste 30 årene. De fleste snakker nå om peak oil i betydning av at forbruket kan nå toppen innen 2040. Noen prognoser legger til grunn at dette skjer før 2030. På kull er denne trenden enda mer tydelig, selv om usikkerheten er stor og prognosene spriker når det gjelder utviklingen i Asia. Det er uansett stor enighet om at forbruket av kull i den rike delen av verden har nådd toppen og vil falle kontinuerlig.

I alle scenarier vi har sett er gassforbruket høyere enn i dag.¹⁸ Igjen er usikkerheten knyttet først og fremst til størrelsen på veksten i Asia. Når det gjelder Europa kan det komme en moderat vekst, men IHS tror ikke det europeiske gassforbruket vil bli høyere enn det var før det begynte å synke i 2007.¹⁹

BP konkluderer i sin siste langsiktige analyse at det er lite trolig verdens reserver av kull, olje og gass kan bli fullt utnyttet, selv med bidrag fra CCS. På den andre siden er et sentralt spørsmål hvordan en ambisiøs klimapolitikk kan gi stadig lavere forbruk av fossile brensler. Dette er til nå lite analysert, men vi ser nå i noen scenarier at fallende forbruk etter 2030 er med å presse prisene nedover. Et eksempel på dette er IHS sitt Autonomy scenario.

6.3 Brenselsprisene øker noe i forventning, men til et lavere nivå enn tidligere antatt

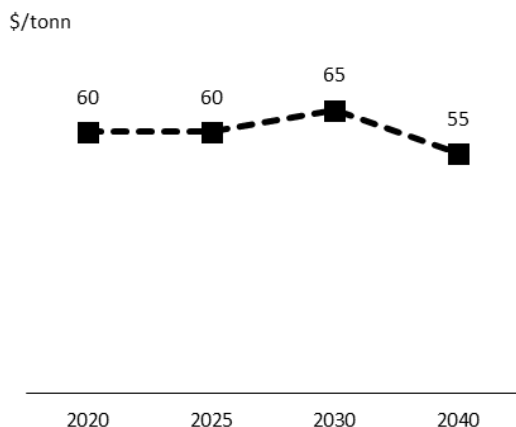
Vi har justert ned våre prognoser på brenselspriser vesentlig i løpet av de to siste årene. I nettutviklingsplanen (NUP) fra høsten 2015 brukte vi en kullpris på 100 \$/tonn og en gasspris på 30 €/MWh i 2030. Dette var basert på IEAs New policy scenario og andre innkjøpte prognoser på det tidspunktet som langt på vei bekreftet IEAs syn. Vi skrev også i NUP at de fleste aktører i løpet av det siste halve året hadde nedjustert sine prognoser på sikt, og at vi derfor kom til å justere ned anslagene våre, spesielt på kull ved neste oppdatering.

Utviklingen siden da har entydig trukket i lavere retning, blant annet med det kraftige fallet i gasspriser. Så å si alle eksterne prognoser er ytterligere nedjustert, til dels betydelig. Ut fra vår vurdering er det nå i ferd med å bli en ny konsensus, som ligger vesentlig lavere enn prognosene i IEAs siste WEO fra i fjor høst, som i liten grad er nedjustert. Vi har derfor valgt å gå bort fra IEA som primærkilde når vi bestemmer brenselspriser.

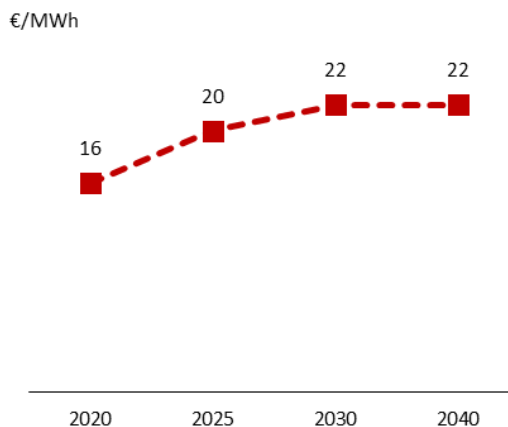
Figurene under oppsummerer våre forutsetninger på kull- og gasspriser i vårt basisscenario frem til 2040. Utfallsrommet vi legger til grunn kommer vi tilbake til i neste kapittel.

¹⁸ Statoil har i sin siste langsiktige rapport et scenario der gassforbruket i 2040 er likt som i dag, men i dette scenarier vokser verdens energiforbruk lite.

¹⁹ Gassforbruket i Europa falt med ca. 25 % i perioden 2007-2015.



Figur 6-4: Kullpriser i forventningsscenarioet. Alle priser reelle 2016-tall.



Figur 6-5: Gasspriser i forventningsscenarioet. Alle priser reelle 2016-tall.

Til 2020 legger vi til grunn fremtidsprisene på kull og gass

Til 2020 legger vi til grunn fremtidsprisene på kull og gass slik de var i midten av september 2016. De fleste er enige om at prisene vi har observert de seneste årene for kull og olje ligger under hva som er utvinningskostnadene på sikt. Innenfor kullindustrien har det vært flere store konkurser og oljeinvesteringer har blitt dramatisk kuttet. Prisene på kull og olje har også begynt å stige. Fra bunnen i februar 2016 har prisen på kull økt fra under 40 \$/tonn til over 65 \$/tonn i september, og er nå nærmere hva mange analytikere mener er langsiktig utvinningskostnad.

I gassmarkedene er det i ferd med å bygge seg opp et stort globalt overskudd, som vi allerede har sett i kull- og oljemarkedene. Hovedårsakene er at gassforbruket i Asia har vokst langt mindre enn tidligere antatt i kombinasjon med at det kommer inn mye nytt tilbud i form av LNG, hovedsakelig fra Australia og USA. Den globale LNG-kapasiteten øker med ca. 50 % mot 2019. Det er derfor bred konsensus om at day-ahead-prisene på børsene i Vest-Europa vil holde seg lave frem mot 2020 selv om oljeprisen skulle øke betydelig, og til dels presse opp prisen på oljeindeksert gass. Flere analyseselskaper, for eksempel IHS, mener at det globale overskuddet gjør at prisene på gass blir lavere i 2020 enn det fremtidsprisene indikerer.

Og deretter at prisene stiger moderat til langsiktige grensekostnader ved leveranser til Europa

Til 2030 har vi lagt oss nærme hva innkjøpte prognoser mener er langsiktige likevektspriser, det vil si totale kostnader for utvinning pluss frakt til Europa. Vi mener at det nå er i ferd med å danne seg en ny konsensus blant prognosene vi har tilgang på, etter at disse spriket mye i perioden 2013-2015. Disse tilsier prisene på kull ligger i intervallet 60-70 \$/tonn i perioden 2020 til 2030. På gass stiger prisene ettersom overkapasiteten blir borte, men som vi diskuterer under er det vesentlig usikkerhet hvor lenge det globale overskuddet som er i ferd med å bygge seg opp varer utover 2020-tallet. Vi har lagt til grunn en gasspris på 22 €/MWh i 2030.

Trenden med at prisene skal stige etter 2030 som de fleste analyser la til grunn tidligere er også i stor grad borte. Når det gjelder kull viser flere prognoser fallende forbruk og priser. Basert på dette har vi har valgt å redusere prisen på kull til 2040, men som vi kommer tilbake til senere har kullprisen etter 2030 liten effekt på kraftprisene i våre scenario. Gassprisen har vi beholdt på samme nivå som i 2030 ettersom de fleste prognosene ikke viser noen tydelig trend etter 2030.

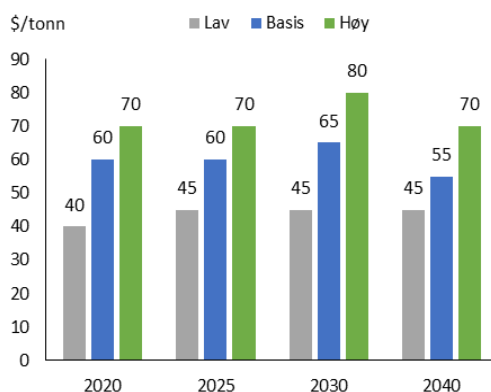
6.4 Utfallsrommet for brenselpriser er justert ned, men er fortsatt stort

Det er naturlig nok fortsatt et stort utfallsrom i prognosene. Analysereselskaper har høye og lave scenarier, men tror også ulikt i forventning. Under diskuterer vi de viktigste prisdriverne i markedene for olje, kull og gass. I de lave er prisene omtrent på dagens nivå frem mot 2040. I de høye scenariene er likevektsnivået høyere enn i forventning, men ikke minst stiger de tilbake til dette nivået raskere.

Det vil alltid være analyser som skiller seg ut både i høy og lav retning. Vi prøver derimot å begrense og gi et mest mulig realistisk utfallsrommet basert på informasjonen vi sitter på. I perioder kan prisene være både høyere og lavere enn utfallsrommet vi skisserer. På sikt mener vi det likevel er trolig at prisene svinger seg tilbake innenfor dette intervallet.

Kull: Strammere klima – og miljøpolitikk gir mindre forbruksvekst og moderat priser

Grafen under viser kullprisene vi legger til grunn i våre scenarier for kraftpris. I Basis stiger prisen til 65 \$/tonn i 2030, før den synker mot 55 \$/tonn. Dette er i den lave enden av hva mange mener er forventet pris. Samtidig har vi valgt å vektlegge scenarier med en mer ambisiøs klimapolitikk og dermed lavere forbruk enn det mange har i sine referansescenarier.



Figur 6-6: Forutsatte kullpriser i Lav, Basis og Høy.

I vårt lave scenario legger vi til grunn at dagens priser synker tilbake til nivået vi så tidligere i vinter. Bloomberg legger til grunn at prisene forblir på 40 \$/tonn fram til 2040²⁰. De vektlegger at stadig synkende forbruk vil gi et kontinuerlig press mot lavere priser. Likevel viser dagens konkurser i gruveindustrien, og oppgangen i prisene, at et slikt nivå forutsetter at produsentene klarer å kutte kostnadene ytterligere sammenlignet med i dag. IEA har på den andre siden relativt høye priser også i et scenario der kullforbruket blir kraftig redusert. Logikken bak er at investeringer stopper opp og således gir brattere tilbudskurve på sikt, i tillegg til at det er driftskostnadene som utgjør de største kostnadene med utvinning av kull, mens kapitalkostnadene er mer beskjedne.

I det høye scenarioet øker prisen til 80 \$/tonn i 2030 før den synker til 70 \$/tonn. I flere scenarier vi har sett er prisen høyere enn dette. Vi har valgt våre priser slik fordi vi blant annet vektlegger en strammere klimapolitikk på sikt enn det som er forutsatt i scenariene med høyere pris. Vi tror heller ikke veksten i kinesisk kullforbruk, som var en viktig årsak til prisoppgangen på kull i årene 2000-2011, vender tilbake til nivåene fra denne perioden. Kullforbruket i Kina kan fortsatt vokse, men ikke som i tidligere prognoser.

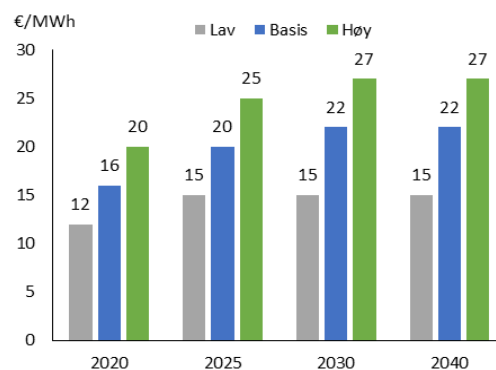
Vi nevner til slutt at det er mye usikkerhet om utvinningskostnadene for kull. Oljepris er en faktor, selv om den ikke påvirker kostnadene så mye i mange av de dyreste og prissettende gruvene, siden disse

²⁰ Prognosen var fra et tidspunkt da kullprisene var lavere.

ofte er dype og mer arbeidsintensive. Oljeprisen påvirker derimot kostnadene for frakt, og ikke minst valutakursen til mange av de store eksportørene. Dessuten er gruveindustrien viktig for både energisikkerhet og sysselsetting i mange land. Statlige subsidier kan derfor holde liv i gruver som egentlig skulle vært lagt ned basert på kommersielle vilkår.

Gass: Europeiske gasspriser trolig sterkt knyttet til LNG-leveranser fra USA

Figur 6-7 viser utfallsrommet for gasspriser vi legger til grunn i våre scenarier for høy og lav kraftpriser. I Basis forutsetter vi at prisen stiger fra rundt 15 €/MWh i 2020, til 22 €/MWh 2030. Til 2040 har vi stabile priser. Utfallsrommet på sikt er mellom 15 – 27 €/MWh.



Figur 6-7: Forutsatte gasspriser i Lav, Basis og Høy.

Det er altså bred konsensus om at gassmarkedet er på vei til å få en global overskuddskapasitet. I denne situasjonen peker mange på at prisen på gassbørsene i Vest-Europa vil være nært knyttet til de kortsiktige kostnadene ved LNG-leveranser fra USA. Denne er igjen prisen på den amerikanske gassbørsen, Henry Hub, pluss frakt og en liten avgift²¹. Dette nivået ligger trolig rundt dagens priser på gass i Europa, muligens noe lavere. Uansett fører mulighetene for billig import fra USA at prisene i Vest-Europa trolig forblir lave selv i et scenario der oljeindekserte priser skulle stige. Et viktig spørsmål er derfor hvor lenge overkapasiteten i de globale gassmarkedene vedvarer. De fleste analysene vi har tilgang på legger til grunn at denne forsvinner i perioden 2020-2025.

Det neste sentrale spørsmålet er hva vil prisen bli når markedet igjen kommer i balanse og det trengs nyinvesteringer. En form for konsensus er at dette vil være de langsiktige kostnadene med å levere LNG fra USA. Årsaken er at anslagene på konkurransedyktige amerikanske gassressurser nå er så store at flere aktører mener de kan dekke både innenlandsk forbruk i USA og mye eksport de neste 30-40 årene. Prisen på gassleveranser til Europa blir da i tillegg til Henry Hub og frakt, investeringskostnadene med nye LNG-anlegg. Avhengig av hva man legger til grunn som Henry Hub-pris peker de fleste på at totalkostnadene ved leveranser til Europa ligger i intervallet 20-27 €/MWh. I basis har vi en pris på 22 €/MWh i 2030. Prisprognosene vi har tilgang viser en mindre tydelig trend etter 2030. Vi har derfor valgt å beholde prisen stabil til 2040.

To drivere som kan gi høyere gasspriser i Europa er høyere amerikanske gasspriser, eller at det blir dyrere å bygge ut LNG-anlegg. EIA har for eksempel høyere amerikanske gasspriser på sikt i sitt referansescenario enn mange andre. IEA vektlegger at det er stor usikkerhet rundt kostnadene i nye LNG-anlegg, spesielt i et scenario der LNG fra andre steder enn USA setter prisen oftere i Europa. I et scenario med større vekst i global gassetterspørsel er det sistnevnte mer sannsynlig.

²¹ Kostnadene for frakt er estimert til ca. 0.45 \$/MBtu og avgiften er knyttet til å komprimere gassen og er estimert til 15 % av gassprisen på Henry Hub.

En alternativ tolking av høyprisscenarioet er at Russland i større grad kan utøve markedsrett over europeiske priser. Likevel er en del høyprisscenarioer justert ned til dels kraftig sammenlignet med tidligere år, nettopp fordi sannsynligheten for at Russland kan utøve en slik markedsrett er vesentlig svekket. Flere hevder at Russland må balansere hensynet til å maksimere pris mot å beholde markedsandeler. Resonnementet er at høy pris og høy russisk inntekt i en kort periode kan utløse investeringer i nye LNG anlegg, og dermed skade Russlands inntekter senere. Det er derfor sannsynlig at Russland velger en strategi hvor de konkurrerer på pris for å beholde markedsandelen. Lav innenlandsk vekst i forbruket og større overskudd på gass i Russland øker sannsynligheten for dette.

Lave gasspriser på sikt vil trolig hovedsakelig komme av forhold på tilbudssiden. I vårt lave scenario fortsetter prisene omtrent på dagens nivå. Dette er langt lavere enn hva de fleste aktører anså som mulig kun et par år tilbake, og forutsetter at industrien klarer å kutte kostnader ytterligere. Flere peker på at dette er nødvendig for at gass skal kunne konkurrere med kull og fornybar. En annen drivkraft mot lavere priser er at andre land med store ukonvensjonelle ressurser klarer å gjenta utviklingen i USA. BP peker på at ukonvensjonell produksjon kommer til å vokse i flere områder. En sentral usikkerhet i gassmarkedet er altså hvor stor denne veksten blir.

Olje: Mindre forbruksvekst, skiferolje og kostnadsreduksjoner har redusert prisprognosene

Oljeprisen har som nevnt tidligere liten direkte påvirkning på kraftprisen på grunn av så å si all oljekondens i Europa har blitt faset ut²². Vi legger derfor ikke til grunn en eksplisitt antagelse om prisen på olje. Likevel er oljemarkedet viktig ved at det påvirker kull og gassmarkedene. De fleste prognoser ligger i intervallet 50-100 \$/fat. Innenfor dette spennet ligger igjen hovedtyngden mellom 60-80 \$/fat.

IHS sier at upstream olje- og gassinvesteringer er forventet kuttet med 2 trillioner dollar siden det store prisfallet. Ikke alt skyldes lavere aktivitet, noe kommer også som følge av kostnadsutt som på sikt vil gi mindre tilbud av olje. På den andre siden er det fortsatt forventet vekst i verdens oljeforbruk, drevet av forbruk utenfor OECD. I sum gir dette trolig høyere priser enn i dag. Samtidig er det flere faktorer som hindrer en oppgang til nivået gitt av prognosene for bare et par år tilbake.

- I følge BP øker nye funn raskere enn eksisterende blir konsumert.
- Skiferindustrien i Nord-Amerika vil være en sentral aktør de neste 30 årene med store og konkurransedyktige ressurser. Det blir også mer skiferutvinning globalt, men det er usikkerhet i hvor stor grad det som har skjedd i USA lar seg overføre til andre land, for eksempel Kina.
- Teknologitvillingen som har gjort at man kan utvinne skifer viser også at man kan gjøre tradisjonell produksjon billigere. Innenfor skiferindustrien hadde man en produktivitetsgevinst på 30 % per år i perioden 2007-2014. Denne utviklingen er i ferd med å bli overført til konvensjonell utvinning, drevet av lave oljepriser.
- IHS har at oljeforbruket begynner å falle før 2040 i alle scenario, og vektlegger at det blir stadig mer konkurranse også i transport som til nå har vært nesten fullstendig dominert av olje.

Vi ser allerede nå konturene av at store produsenter, både land og private selskaper, er i ferd med å endre sin strategi på bakgrunn av denne utviklingen. Det har blitt viktigere å beholde markedsandeler og kutte kostnader. Jaget om å stadig øke sine reserver er vesentlig redusert fra slik det var da oljeprisen lå over 100 \$/fat og konsensusen var at den ville stige. Mange hevder at markedene for olje og gass vil være mer likt andre markeder, med priser nærmere utvinningskostnader og lavere profit.

²² Fortsatt noe oljekondens i reserve i f.eks. Sverige og Frankrike. Svensk oljekondens er ikke en del av day-aheadmarkedet.

7 Utviklingstrekk og forutsetninger Europa

Den europeiske kraftsektoren er inne i en omfattende omstillingsprosess som følge av behovet for å redusere utslippene av klimagasser. Vår forventning er at dette gir følgende endringer mot 2040:

- Halvering av utslippene fra i dag til 2040 – innebærer 62 % reduksjon målt mot 1990
- Moderat vekst i CO₂-prisen
- Vesentlig mer fornybar kraft, i hovedsak sol- og vindkraft
- Mindre termisk produksjonskapasitet – strammere kapasitetsmarginer
- Økt forbruk, i hovedsak drevet av elektrifisering av transport- og varmesektorene

De viktigste faktorene for markedsutviklingen, utover brenselsprisene, er hvor fort fornybarandelen vokser, graden av elektrifisering av andre sektorer og hvor sentralt EU ETS blir brukt som virkemiddel for utslippskutt. I tillegg er framtidige kapasitetsmarginer og utviklingen innen forbruksfleksibilitet og energilagring betydelige usikkerhetsfaktorer. Til tross for usikkerheten, er budskapet i kulepunktene over i stor grad felles mellom forventningsscenarioet og i variantene for høy og lav kraftpris.

7.1 Overordnet energi- og klimapolitikk

Klimamålene dominerer, men må balanseres mot kostnader og forsyningssikkerhet

Både EU og de enkelte medlemslandene har flere ulike mål med energipolitikken. De viktigste er å bidra til reduserte klimagassutslipp, forbedre energi- og forsyningssikkerheten, redusere energikostnadene og bidra til økt verdiskaping. Målene er til en viss grad motstridende, og politikken går i stor grad ut på å balansere ulike hensyn. Høsten 2014 ble nye hovedmål for 2030 vedtatt:

- 40 % kutt i utslippene fra 1990 (har allerede kuttet 24 % sammenlignet med 1990)
- 27 % fornybarandel av samlet energiforbruk (14 % i dag)
- 27 % energieffektivisering målt mot en prognose for utviklingen uten tiltak

Målene er bindende på EU-nivå, men den konkrete politikken er fortsatt under utvikling, både på EU-nivå og i de enkelte medlemslandene. De pågående diskusjonene handler i hovedsak om hvordan målene skal oppnås og hvordan kostnadene ved omstillingen skal fordeles mellom medlemslandene. Samtidig er det et spørsmål om å heve ambisjonsnivået for 2030 i lys av klimaavtalen i Paris.

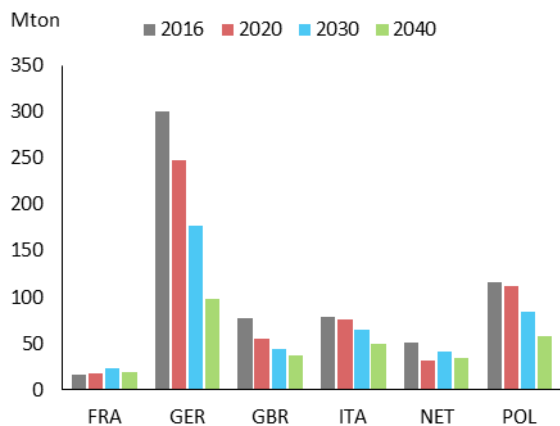
Det har i løpet av de siste årene blitt vesentlig mer sannsynlig at utviklingen mot stadig strengere mål og lavere utslipp fortsetter etter 2030. Det sentrale spørsmålet nå er hvor fort og hvor langt det går. Både EU og mange av de mest sentrale medlemslandene bygger klimapolitikken på et mål om 80 % utslippsreduksjon innen 2050. For å oppnå dette må kraftsektoren være tilnærmet utslippsfri allerede i 2040. Det er lite realistisk slik det ser ut nå. Til det er de vedtatte målene for 2030 for lite ambisiøse og kostnadene ved å legge om kraftproduksjonen for store. I tillegg er det en betydelig motstand mot å sette for strenge krav til utslipp fra ulike land og interessegrupper internt i EU. Polen og flere av de østeuropeiske landene står for den sterkeste motstanden. Samtidig har hensynet til kostnadene kommet høyere opp på dagsordenen også i land med ambisiøse nasjonale mål, slik som Tyskland, Storbritannia og Danmark. I sum gjør dette at det er lite trolig med utslippsfri kraftsektor allerede i 2040, selv om utviklingen trolig går langt i den retningen.

Vi legger til grunn at målene i klimapolitikken i stor grad blir oppnådd

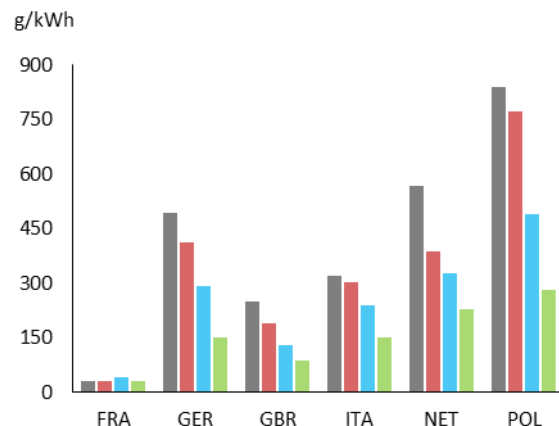
I våre scenarioer forutsetter vi at EU-landene når målene for 2030, og at klimapolitikken strammes til mot 2040. Samtidig legger vi til grunn en mer moderat utvikling fra 2030 til 2040 enn hva de langsiktige utslippsmålene for 2050 trolig krever. Basert på egne anslag innebærer dette følgende for kraftsektoren:

- Utslippene går ned med 45-50 % til 2030 og over 70 % til 2040, sammenlignet med 2005
- Fornybarandelen øker fra 20 % i 2013, til henholdsvis 33, 50 og 64 % i 2020, 2030 og 2040

Vi understreker at det er en betydelig usikkerhet både rundt utslippsreduksjoner, fornybarandel og fordelingen av disse mellom de ulike europeiske landene. Samtidig er det slik at markedsaktørenes beslutninger blir påvirket av klimapolitikken, selv om denne er usikker. Rasjonelle markedsaktører tar for eksempel hensyn til at det kan komme gradvis strengere utslippskrav i sine investeringsbeslutninger. Dette reduserer muligheten for større investeringer i blant annet kullkraft.



Figur 7-1: Samlede CO₂-utslipp fra våre modell-simuleringer av basisdatasettene.



Figur 7-2: Simulert CO₂-intensitet i form av gjennomsnittlig utslipp per produsert kWh

7.2 Virkemidler og EU ETS

Sannsynlig med fortsatt bruk av flere virkemidler for å nå målene i energi- og klimapolitikken

Hvordan EU og medlemslandene utformer og vektlegger ulike virkemidler for å nå de forskjellige målene innen energi- og klimapolitikken har stor betydning for den langsiktige markedsutviklingen. Her forventer vi at praksisen med å bruke flere virkemidler i kombinasjon blir videreført:

- Eksisterende kullkraftverk blir faset ut som følge av alder og utslippsreguleringer
- Utbyggingen av fornybar kraftproduksjon er basert på subsidier og garantier
- Energieffektivisering kommer både gjennom subsidier og ulike krav og reguleringer
- EU ETS er et "sikkerhetsnett" for å sikre måloppnåelse, men får gradvis en mer sentral rolle

Vi forventer at ny regulerbar termisk produksjonskapasitet kommer i form av gasskraft og ikke nye kullkraftverk. Dette skjer gjennom en kombinasjon av reguleringer, høyere karbonpriser og at forventninger om gradvis strengere utslippskrav gjør det ulønnsomt å investere i kullkraft.

EU ETS strammes til, men virkningen på kvoteprisen er usikker

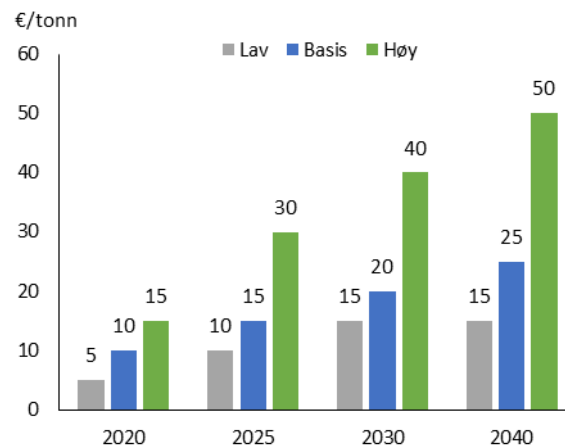
Import av kvoter fra land utenfor EU, lavere energiforbruk og utbygging av fornybar har bidratt til et stort overskudd på kvoter i kvotehandelssystemet EU ETS. Dette har gitt lave priser og gjort EU ETS mer eller mindre overflødig som virkemiddel for utslippskutt. EU har derfor vedtatt og er i ferd med å vedta ulike reformer som både skal gi høyere og mer stabile priser, og dermed bidra til å gjøre ETS til et mer sentralt verktøy for å drive fram utslippskutt og fornybarutbygging. Hovedtiltakene er innføring av en stabilitetsreserve, at det ikke lenger blir mulig å importere kvoter fra land utenfor EU og større kutt per år i det samlede kvotetaket etter 2020. Flere eksterne analyser mener dette vil gi en økning i prisene fra dagens lave nivå.

Den langsiktige utviklingen av kvoteprisen er avhengig av en rekke usikre faktorer – den årlige reduksjonen i kvotetaket, prisene på fossile brensler, teknologisk utvikling og i hvor stor grad andre virkemidler benyttes for å kutte utslipp. I sum gir dette et stort utfallsrom, særlig etter 2030 når kostnadene ved ytterligere utslippskutt er forventet å øke. En sterk vektlegging av andre virkemidler vil gi relativt lave priser. Det samme gjelder om vi får en langvarig periode med lav gasspris relativt til prisen på kull, siden dette vil gi mer bruk av gasskraft på bekostning av kullkraft. Motsatt vil kvoteprisen øke om bruken av andre virkemidler blir tonet ned og vi igjen får en relativt høy gasspris. Brenselsbytte i kraftsektoren får imidlertid mindre betydning for kvoteprisen etter hvert som kullkraft legges ned.

Det som trolig har størst betydning for kvoteprisen på lang sikt er hvor langt EU, og verden for øvrig, går i forhold til å redusere utslippene av klimagasser etter 2030. Hvis det skal være mulig å oppfylle Parisavtalen, viser de fleste eksterne analyserapporter at det er nødvendig med en vesentlig høyere CO₂-pris. Dette skyldes blant annet at kostnadene ved ytterligere utslippskutt øker etter hvert som de billigste tiltakene er gjennomført. Samtidig er det mye som tyder på at det er en grense for hvor høyt kvoteprisen kan gå av hensyn til omfordelingseffekter og ønsker om fortsatt bruk av flere virkemidler. Internt i EU er spesielt motstanden mot kvotesystemet stor i øst, ledet av Polen.

Moderat økning i kvoteprisene i forventning – stort utfallsrom

I forventningsscenarioet legger vi til grunn en jevn og moderat økning fra dagens nivå på 5 €/tonn til 25 €/tonn i 2040. Dette innebærer at EU ETS får gradvis mer betydning, men at det ikke alene er noen sentral driver for utslippskutt. I det lave scenarioet legger vi til grunn en noe lavere prisutvikling, men ikke så lavt som i dag. I høyt scenario har vi derimot en betydelig høyere prisbane, enten drevet av EU ETS eller i form av nasjonale prisgulv slik Frankrike planlegger og Storbritannia allerede har innført. I dette scenarioet er CO₂-prisen en pådriver for utslippskutt.



Figur 7-3: Forutsetninger om prisutvikling innen EU ETS for Lav, Basis og Høy.

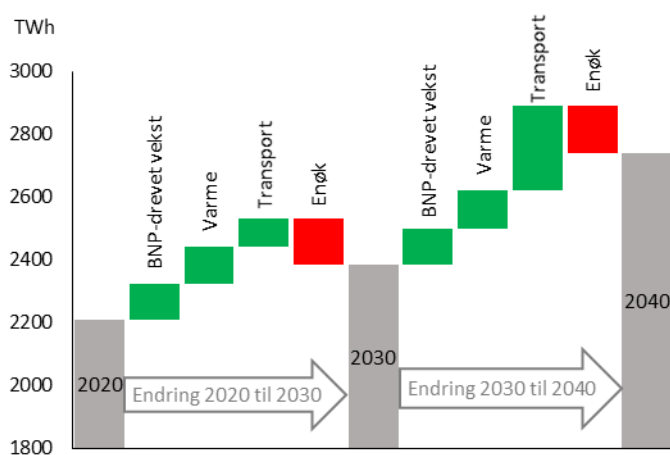
7.3 Forbruksutvikling – mer elektrifisering gir trolig netto forbruksvekst

Energi- og kraftforbruket i Nordvest-Europa har falt siden 2008. Finanskrisen og den påfølgende lavkonjunkturen har skylden for mye av nedgangen, men det er også et resultat av en større trend der den grunnleggende sammenhengen mellom økonomisk vekst og kraftforbruk gradvis har blitt svakere i løpet av de siste 10-20 årene. Kombinert med utsikter til relativt moderat økonomisk vekst (World Bank Group 2016) og økende innsats på energieffektivisering tilsier dette en nedgang i kraftforbruket mot 2030-2040. Det er også budskapet i flere eksterne prognoser. Samtidig er det flere faktorer som kan trekke opp forbruket. Eksempler på dette er vekst innen elektrifisering av varme- og transportsektorene og innen datalagring.

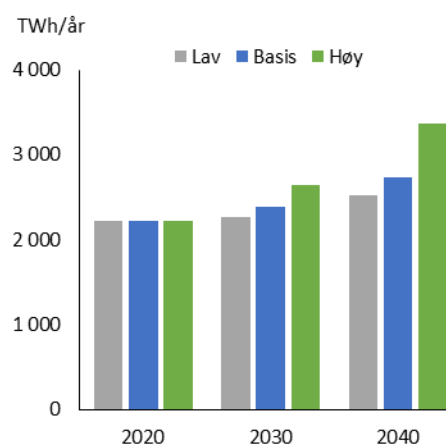
Økt elektrifisering innen varme og transport er i en rekke rapporter og politiske målsetninger pekt på som nødvendige tiltak for å redusere klimagassutslippene. Foreløpig har det ikke påvirket forbruket mye, men i lys av de overordnede klimamålsetningene, fornybarutbyggingen og den teknologiske utviklingen er det sannsynlig at volumet øker.

I varmesektoren kan forbruket øke med mer bruk av varmepumper, både direkte i boliger og i fjernvarmeanlegg, og ved fleksibel utnyttelse av overskuddsproduksjon i perioder med mye sol og vind. I transportsektoren er elektriske biler viktigst for forbruksveksten. Den teknologiske utviklingen er hurtig og det er mulig at elbiler blir konkurransedyktige uten subsidier innen få år. I en prognose fra januar 2016 mener Bloomberg at dette sannsynligvis skjer i løpet av det neste tiåret. Dette gir en betydelig vekst i kraftforbruket utover på 2030-tallet og i en prognose fra Bloomberg tilsvarer det samlede kraftforbruket fra europeiske elbiler 450 TWh i 2040 (Bloomberg 2016).

Den framtidige forbruksutviklingen er usikker og i vårt forventningssenario legger vi til grunn at forbruket på kontinentet og i Storbritannia øker med 25 % fram mot 2040. Figur 7-4 skisserer hvordan elektrifisering av transport og varme overgår effekten av energieffektivisering.



Figur 7-4: Forbruksutvikling i EU10 i Basis.



Figur 7-5: Forbruksutvikling i EU10 i Lav, Basis og Høy.

Stort utfallsrom i 2040 – graden av elektrifisering og effektivisering avgjør

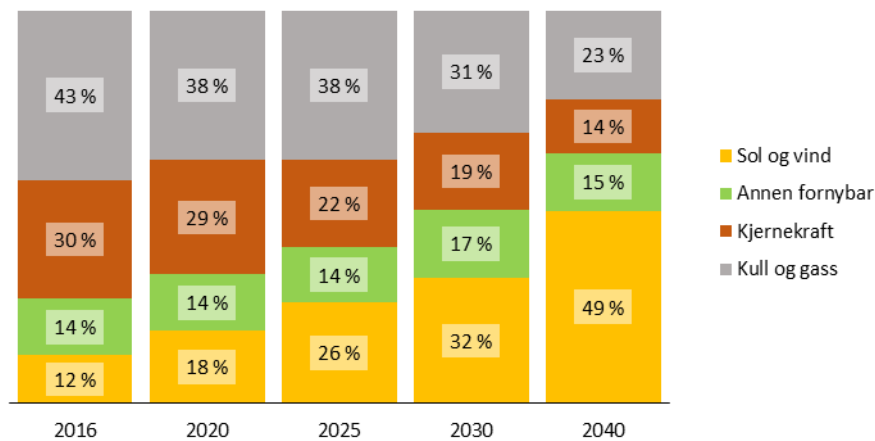
Figur 7-5 sammenlikner totalforbruket i våre tre scenarier i området EU10²³. Hovedforskjellen i Høy og Lav mot forventning er graden av elektrifisering og energieffektivisering. I Høy er forbruket nesten 400 TWh høyere enn i forventning i 2040. Av dette utgjør elektrifisering av samferdsel og varme omtrent 300 TWh, og av dette igjen utgjør elbil over 200 TWh. I lavt scenario er forbruket ca. 300 TWh lavere enn i forventning. Dette skyldes primært mer energieffektivisering, men også litt lavere elforbruk innenfor varmesektoren. Elbilforbruket er beholdt likt som i forventning.

Flere eksterne analysemiljøer har en faktisk nedgang i kraftforbruket. Vi har ikke dette blant annet fordi vi forutsetter at elbil og til dels varmepumper vokser mye selv i vårt lave scenario. Samtidig er det viktig å ha i mente at vi legger til grunn en viss sammenheng mellom utviklingen i forbruket og produksjon, og da spesielt fornybarutbyggingen. Mindre forbruk vil trolig også gi mindre vekst i fornybar. Hvis man ser på andel fornybar som dekkes av fornybar i våre scenarier er denne høy, men på linje med eksterne scenarier som går omtrent like langt i utslippskutt som oss.

²³ Med EU10 mener vi de delene av Europa vi har detaljmodellert, med unntak av Norden og Baltikum. Det vil si Tyskland, Polen, Tsjekkia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia.

7.4 Mer fornybar – mindre kull, lignitt og kjernekraft

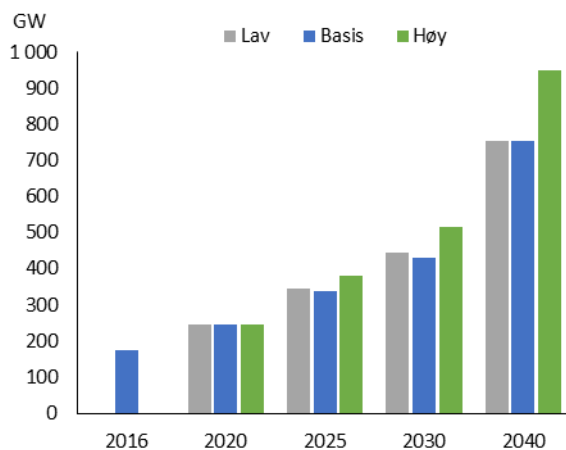
Vi forventer en fundamental endring i både kapasitets- og produksjonsmiksen mot 2040. Utbyggingen av fornybar produksjonskapasitet, i hovedsak sol- og vindkraft, fortsetter i et høyt tempo, mens konvensjonell termisk kapasitet går ned. I forventningsscenarioet øker fornybarandelen for EU10 fra 27 % i dag til 64 % i 2040, drevet av veksten i sol og vind. I 2040 står sol og vind for ca. halvparten av kraftproduksjonen. Kjernekraft synker fra i overkant av 30 % til ca. 15 %, mens annen fossil produksjon reduseres fra over 40 til under 25 %.



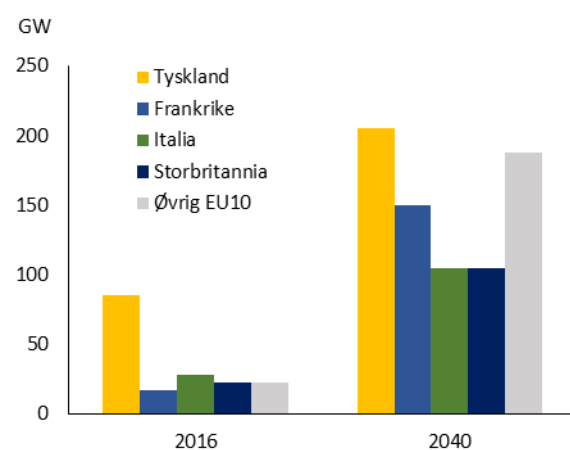
Figur 7-6: Simulert produksjonssammensetning i Basis 2016-2040.

Sol- og vindkraft står for halvparten av produksjonen i 2040

Sol- og vindkraft framstår i dag som vinnerne av konkurransen om å være de foretrukne teknologiene for kraftproduksjon uten utslipp av klimagasser. For bare fem år siden var det mer åpent om for eksempel kjernekraft eller CCS²⁴ kunne være bedre alternativer, men de siste årene har vi sett sterk utvikling mot lavere utbyggingskostnader og større effektivitet for både sol- og vindkraft. Samtidig er det fortsatt en betydelig usikkerhet knyttet til framtidig utbyggingstakt og hvor langt det går.



Figur 7-7: Installert kapasitet sol- og vindkraft i EU10 for Lav, Basis og Høy.



Figur 7-8: Fordeling per land for installert effekt sol- og vindkraft i 2016 og 2040 i Basis.

Figur 7-7 viser utviklingen i installert effekt fra vind- og solkraft i våre tre hovedscenarier fram mot 2040, samlet for EU10 i vår modell. Som figuren viser har vi høy en utbyggingstakt i alle tre scenarier.

²⁴ Carbon Capture and Storage – kull og gasskraft med CO₂-fangst og lagring.

Veksten er imidlertid etter vår vurdering på et gjennomførbart nivå, også i Høy. I basis har vi en årlig økning i installert effekt samlet for vind og sol i EU10 på 18 GW fram til 2030. Til sammenligning ble det installert i overkant av 20 GW sol- og vindkraft i hele EU i 2015. Til 2040 øker utbyggingstakten til 32 GW per år. På grunn av relativt lav brukstid blir den installerte effekten etter hvert mye større enn det maksimale forbruket. I 2040 har vi eksempelvis i forventning forutsatt en samlet installert effekt på 750 GW. Maksimalforbruket i det samme området er til sammenligning bare på 450 GW. Som vi kommer tilbake til gir dette en meget stor overproduksjon i perioder. Når det gjelder fordelingen mellom sol, vindkraft på land og havvind legger vi til grunn fordelingen i tabell 7-1.

Tabell 7-1: Installert effekt i forventningsscenarioet per kategori for EU10, alle tall i GW

	2016	2020	2025	2030	2040
Havvind	9	22	39	57	97
Landbasert vindkraft	83	110	135	161	271
Solkraft	82	114	164	213	385
Samlet sol og vind	174	246	338	431	753
Gjennomsnittsförbruk	250	254	261	272	313

Størst utbygging av fornybar i land med ambisiøse nasjonale mål, drevet av subsidier

Vi legger til grunn at alle de europeiske landene bidrar til fornybarutbyggingen, men at hovedtyngden kommer i land som allerede har ambisiøse nasjonale klimamål. Figur 7-8 viser hvordan land som Storbritannia og Tyskland leder an i utbyggingen. I Tyskland står eksempelvis sol- og vindkraft for 60 % av den samlede kraftproduksjonen i 2040 i vårt forventningsscenario.

Lavere utbyggingskostnader, gradvis bedre virkningsgrad på solceller og stadig større vindmøller med bedre brukstid reduserer de samlede kostnadene per produsert MWh både for sol- og vindkraft. Vi forventer at denne utviklingen fortsetter mot 2030-2040. Kombinert med økende kraftpriser kan vi dermed få en situasjon der solkraft og landbasert vindkraft, med gunstig lokalisering, blir lønnsomt uten støtte en gang mellom 2020 og 2030. Dette kan potensielt gi en viss endring i den geografiske fordelingen, siden det da blir mer lønnsomt å bygget ut der det er best forhold og lavest kostnader. For eksempel kan vi få en større utbygging i Norden, som har blant de beste landbaserte vindressursene i Europa. Som vi drøfter nærmere i kapittel 14 ser vi imidlertid et klart behov for subsidier av fornybar kraft i vårt forventningsscenario.

Gradvis nedskalering av termisk produksjonskapasitet

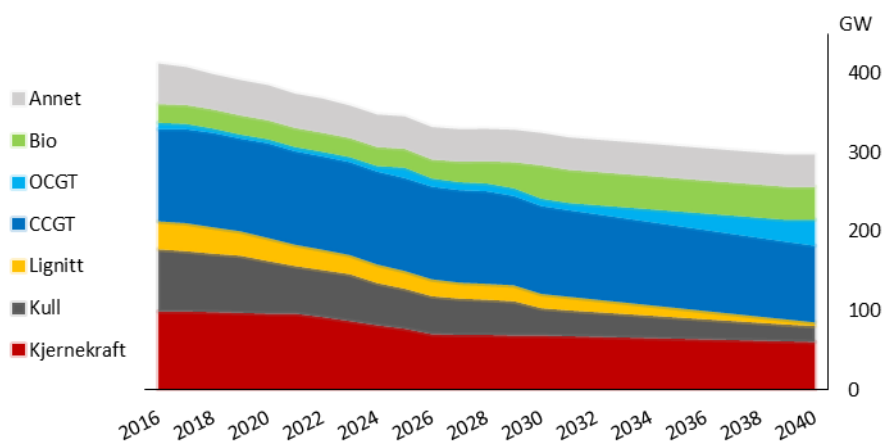
Mange av Europas kull-, gass- og kjernekraftverk har relativt høy alder og vil derfor bli lagt ned fram mot 2030-2040 hvis det ikke blir gjort reinvesteringer. Flere kull- og kjernekraftverk blir dessuten tvunget ut som følge av ulike reguleringer og politiske vedtak²⁵. Oppdaterte data fra Pöyry²⁶ indikerer at rundt 80–120 GW av den eksisterende termiske kapasiteten går ut til 2040 som følge utslippsreguleringer og levetid i den delen av Europa som er representert i våre modeller. Dette gir i utgangspunktet et stort behov for å investere i ny kapasitet.

Termiske kraftverk har i dag svært lav inntjening. Mye av årsaken er den økte fornybarandelen som både gir lavere priser og lavere brukstid for termiske kraftverk. Med en fortsatt høy utbyggingstakt for sol- og vindkraft er det dermed lite lønnsomt å investere i nye termiske kraftverk. Som vi kommer

²⁵ LCPD og IED på EU-nivå og nasjonale reguleringer som EMR i Storbritannia og vedtaket om å forby kjernekraft i Tyskland.

²⁶ Vi kjøper oppdaterte data for alle kraftverk i den delen av Europa vi modellerer fra Pöyry og deres kraftverksdatabase. Dette inkluderer informasjon om forventet gjenværende levetid.

tilbake til i neste delkapittel forventer vi ikke at inntekter fra kapasitetsmarkeder vil være nok til å opprettholde kapasiteten i kraftverksparken på dagens nivå. Vi forutsetter derfor, som vist i figur 7-9, at det vil bli en betydelig nedskalering av den samlede termiske kapasiteten fram mot 2030-2040. I basis har vi en netto reduksjon på 100 GW fram mot 2040 i EU10.



Figur 7-9: Utvikling i termisk produksjonskapasitet i vårt forventningsscenario fram mot 2040.

Vi legger til grunn at ny kapasitet i hovedsak kommer i form av biokraft og gassturbiner. Vi har også lagt inn noe gasskraft av typen CCGT og et fåtall nye kjernekraftverk, blant annet i Storbritannia. Samlet sett er det likevel en netto nedgang i begge kategoriene. Dette gjelder særlig kjernekraft der mange land har vedtatt utfasing eller nedskalering²⁷. Til slutt har vi lagt til grunn en relativt saktegående utfasing av kull i Polen. I Europa for øvrig forventer vi at det ikke kommer nye kullkraftverk utover de få som er under bygging.

Tabell 7-2: Installert produksjonskapasitet i Frankrike, Tyskland, Storbritannia og Polen i vårt forventningsscenario for 2016 og 2040. Alle tall i GW.

	2016				2040			
	Frankrike	Tyskland	Storbritannia	Polen	Frankrike	Tyskland	Storbritannia	Polen
Kull	3	47	13	27	0	7	1	11
Gass	19	35	34	2	18	39	33	8
Kjerne	63	11	10	0	40	0	11	3
Sol	6	40	9	0	80	95	45	20
Vind	10	45	14	6	70	110	60	25
Vann	24	11	4	3	31	21	9	5
Bio	2	7	5	1	6	13	8	4
Totalt	128	197	89	39	245	285	167	76

7.5 Strammere marginer og økt behov for annen fleksibilitet

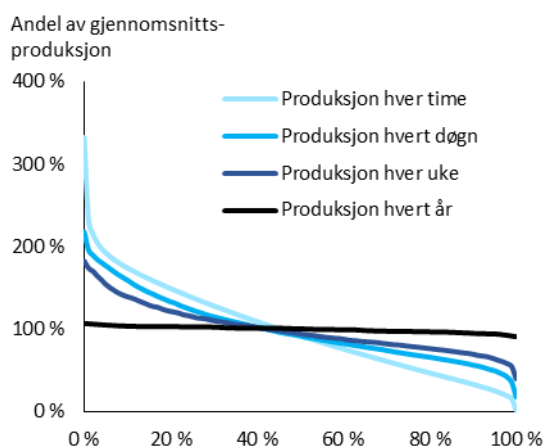
Stort behov for fleksibel kapasitet for å jevne ut variasjonene i fornybarproduksjonen

Hovedutfordringen med sol- og vindkraft er den store variasjonen i samlet produksjon. Produksjonen kan på den ene siden bli svært lav over relativt lange perioder, selv når vi ser på den samlede bidraget

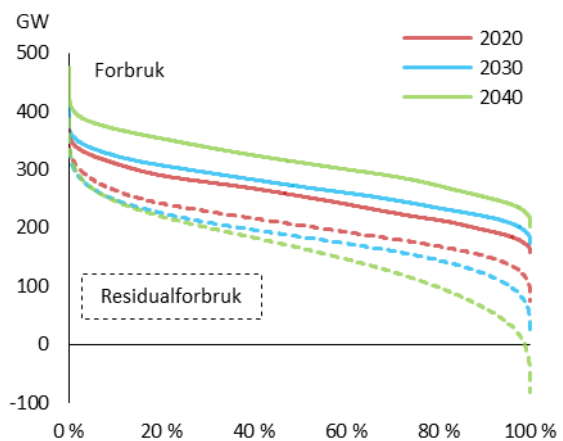
²⁷ Frankrike har ambisjon om å redusere mengden kjernekraft i kraftsystemet. I 2014 satte de et mål om at kjernekraft skal dekke maks 50 % av produksjonsmiksen i 2025, men de mangler fortsatt konkrete tiltak for å nå målet. Dessuten er de mer konservative partiene som kan komme til makten etter valget neste år kritiske til planene.

fra store deler av Europa. Samtidig kan produksjonen i perioder bli meget høy, og etter hvert større enn forbruket i perioder.

Figur 7-10 viser samlet produksjon fra sol- og vindkraft i EU10 i vårt forventningsscenario for 2030, basert på våre historiske sol- og vindserier.²⁸ Produksjonen er ofte betydelig under gjennomsnittet i en hel uke, og kan i enkelttimer komme ned i 10 GW selv om samlet installert effekt er over 400 GW. Figur 7-11 viser forbruk og residualforbruk²⁹ i Europa i 2020, 2030 og 2040 i vårt forventningsscenario. Ettersom fornybarandelen øker ser vi at avstanden mellom de to kurvene blir stadig større og kurven for residualt forbruk blir stadig brattere. Det maksimale residualforbruket holder seg imidlertid på omtrent samme nivå fra 2020 til 2040. Dette skyldes at det er perioder i værhistorikken med høyt forbruk og lite sol og vind. Timer med negativ residuallast innebærer at produksjonen fra sol og vind er større enn samlet forbruk for Europa som helhet.



Figur 7-10. Aggregert europeisk sol- og vindkraftproduksjon på uke-, dag- og timenivå.



Figur 7-11. Forbruk og residualforbruk i EU10 i Basis. Forbruket inkluderer her noe fleksibilitet, hvilket underdriver effektene noe i de mest ekstreme timene.

Kurvene i figurene over viser tydelig at selv om vi bygger ut store mengder ny produksjon i form av sol- og vindkraft er det likevel behov for omtrent like mye regulerbar produksjon eller annen fleksibilitet. For det første oppstår det et stort behov for fleksibilitet i timer med høy residuallast. For det andre er det et behov for fleksibilitet som evner å ta unna overproduksjon når det er mye produksjon fra vind og sol, men lavt forbruk. Til sist er det sannsynlig at det blir større behov for kortsiktige reguleringsressurser som følge av større prognosefeil og kortsiktige sprang i produksjonen.

Mer overføringskapasitet mellom områder bidrar helt klart til å integrere sol og vind mer effektivt, men er ikke et tilstrekkelig tiltak alene. Det vil i tillegg være bruk for fleksibel termisk produksjon, forbruksfleksibilitet og ulike former for energilagring.³⁰

Begrepet fleksibilitet er sentralt og går igjen i flere av de kommende kapitlene. Vår definisjon på fleksibilitet er de kontrollerbare delene av installert produksjonskapasitet, forbruk eller energilagring som har evnen til å endre sitt tilbud eller sin etterspørsel, slik at vi oppnår en kontinuerlig balanse mellom tilbud og etterspørsel samlet sett i markedet og systemdriften. Flexibiliteten kan være både

²⁸ Våre sol- og vindserier gir historisk produksjonsmønster for mesteparten av Europa, time for time, i perioden 1962-2012. Seriene er basert på værdata fra satellittmålinger og er utarbeidet av Kjeller Vindteknikk for Statnett.

²⁹ Residualforbruk er forbruket fratrukket fornybarproduksjonen time for time.

³⁰ Dette er blitt nærmere analysert i vår rapport fra 2015: A European Energy-Only Market in 2030.

langsiktig og kortsiktig. I vår rapport har vi imidlertid fokus på fleksibilitet relevant for balanseringen av day-ahead-markedet, og i liten grad kortsiktig regulering i systemdriften.

Vi forventer strammere kapasitetsmarginer etter 2020, og forbruksreduksjoner ved knapphet

Svak inntjening vil etter hvert føre til utfasing og nedleggelse av termiske kraftverk, og dermed økt sannsynlighet for rasjonering i timer med høyt residualforbruk. Dette gir et dilemma. Hvordan sikre akseptabel forsyningssikkerhet til en fornuftig pris? Til nå har ulike land valgt ulike løsninger. Storbritannia og Frankrike har innført kapasitetsmarkeder³¹. Tyskland har på sin side valgt å la markedet selv sørge for investeringer, men etablerer en strategisk reserve adskilt fra det ordinære kraftmarkedet for å sikre forsyningen. Trolig er de ulike valgene til dels avhengig av utgangspunktet. Storbritannia har i dag knapp margin og ekstreme pristopper, mens Tyskland har en stor overkapasitet.

Hva de ulike løsningene gir av konsekvenser for priser og framtidige kapasitetsmarginer er usikkert. Det er blant annet usikkert hvor strenge krav til margin land med kapasitetsmarkeder vil operere med på lang sikt, i hvilken grad forbruk deltar og om de som ikke har kapasitetsmarkeder står fast ved beslutningene om ikke å innføre kapasitetsmarkeder. Samtidig er det etter vår vurdering sannsynlig at dagens termiske produksjonskapasitet blir nedskalert og at vi får strammere kapasitetsmarginer i day-ahead-markedet, både i land med kapasitetsmarkeder og i land med strategiske reserver. Dette skyldes for det første at det blir for kostbart å opprettholde dagens termiske produksjonskapasitet etter hvert som fornybarandelen øker. For det andre vil sannsynligvis både forbruk og energilagring i stadig større grad bidra til å dekke toppene i residualforbruket, og slik redusere behovet for termisk produksjonskapasitet.

I forventningsscenarioet legger vi til grunn at Tyskland holder fast ved beslutningen sin om ikke å ha kapasitetsmarked. Samtidig forutsetter vi at land som Frankrike og Storbritannia styrer etter en relativt lav kapasitetsmargin gjennom sine kapasitetsmarkeder, og at forbrukssiden deltar aktivt i disse. Det siste gir i praksis en lavere margin mellom tilgjengelig produksjon og forbruk i day-ahead-markedet, sammenlignet med en situasjon der kun produksjonskapasitet deltar. Implikasjonene er både at kapasitetsmarginene i day-ahead-markedet etter hvert relativt like i land med kapasitetsmarkeder og i land med strategiske reserver og en betydelig strammere margin fra 2025-2030. I 2040 dekker fortsatt termiske verk mesteparten av forbruket i anstrengte timer, men i tillegg bidrar utkobling av industrilast og lagring til å balansere kraftsystemet i disse timene i stadig større grad.

Vi legger til grunn økende bidrag fra batterier, storskala lagring og fleksibelt forbruk

Tabell 7-3 oppsummerer våre forutsetninger om ulike typer lagring og forbruksfleksibilitet. Samlet sett forventer vi at bidraget fra fleksibilitet og lagring øker fra omtrent 40 GW i 2025 til 200 GW i 2040.

³¹ I et kapasitetsmarked blir tilstrekkelig kapasitet i kraftsystemet sikret ved å gi termiske kraftverk, og andre tilbydere av effekt, inntjening i et eget marked eller auksjoner utenfor energimarkedene.

Tabell 7-3. Samlet anslag for fleksibilitet og lagring i Europa (EU10) i våre datasett. Alle tall i GW.

		2025	2030	2040		
				Lav	Basis	Høy
Flytting	Forbruksflytting - lav kostnad	15	30	40	40	40
	Forbruksflytting - høy kostnad	5	10	15	15	15
Lagring	Batteri	5	15	60	60	90
	Storskala lagring	-	-	15	30	30
Forbruksøkning	Fleksibel hydrogenproduksjon	-	-	25	-	25
	Fleksibel elbillading	-	20	70	70	80
Forbruksreduksjon	Reduksjonspotensiale industri	20	20	20	20	20
	Fleksibel elbillading		5	10	15	20
Samlet effekt	Forbruksreduksjon	45	80	160	180	215
	Forbruksøkning	25	75	225	215	280

Det er allerede i dag betydelig potensiale i både husholdninger og industri for flytting av forbruk. Studier peker på potensiale for flytting er i størrelsesorden 10-15 % av gjennomsnittlig last i dag og at dette kan øke til opp mot 20 %. I våre datasett har vi forutsatt at den tilgjengelige kapasiteten for flytting øker fra 20 til 55 GW fra 2025 til 2040, tilsvarende 7-17 % av gjennomsnittlig last. I tillegg forventer vi at økt hyppighet av prisspikre vil gjøre forbruk med høy betalingsvillighet mer aktive i day-ahead-markedet. Hvor store og langvarige reduksjoner det er mulig å få til innen eksempelvis industriforbruket er usikkert. Det samme gjelder hvilke priser som må til før dette forbruket blir redusert. Basert på rapporter fra Tyskland og Storbritannia legger vi imidlertid til grunn et potensial for forbruksreduksjoner innen industrien på omtrent 20 GW samlet for EU10, med utkoblingspriser mellom 500 og 5000 €/MWh.³²

Når det gjelder batterier har vi forutsatt 15 GW samlet i EU10 til 2030 og 60 GW til 2040. Med ladetid på tre timer gir dette en lagringskapasitet på henholdsvis 45 GWh og 180 GWh. I Høy har vi en økning til 90 GW/270 GWh i 2040. På lenger sikt ser vi også behov for kilder til lagring med betydelig større lagringskapasitet enn litium-ion-batterier gir. I 2040 har vi derfor også antatt at teknologiutvikling muliggjør storskala lagring, f.eks. power-to-gas eller komprimert luftlager. I 2040 har vi lagt inn en type gasslagring i fjellrom med integrert brenselcelle³³ (totalt 15-30 GW og 180-360 GWh lagringskapasitet).

Den økende mengden elbiler i Europa vil kunne bidra med fleksibilitet i kraftsystemet, men virkningen for kraftmarkedet er svært usikker. Vi har forutsatt at elbiler bidrar med fleksibel lading, men ikke med tilskudd av kraft tilbake til nettet. I våre scenarier for høy og lav kraftpris i 2040 har vi i tillegg valgt å modellere forbruk med lav betalingsvillighet i form av hydrogenproduksjon. Vi har forutsatt at disse enhetene til sammen kan øke forbruket med til sammen 25 GW i timer med lave kraftpriser.

7.6 Nettkapasitet

Den store utbyggingen av fornybar produksjon og målet om et mer integrert europeisk kraftmarked øker behov og lønnsomhet for overføringskapasitet både internt i hvert enkelt land og mellom disse.

³² For mer detaljert informasjon og kilder for våre anslag rundt forbruksfleksibilitet henviser vi til vår rapport fra 2015: A European Energy-Only Market in 2030.

³³ Et lagringssystem av lignende type som er beskrevet i artikkelen men med litt dårligere tekniske spesifikasjoner <http://pubs.rsc.org/en/Content/ArticleLanding/2015/EE/C5EE01485A#!divAbstract>

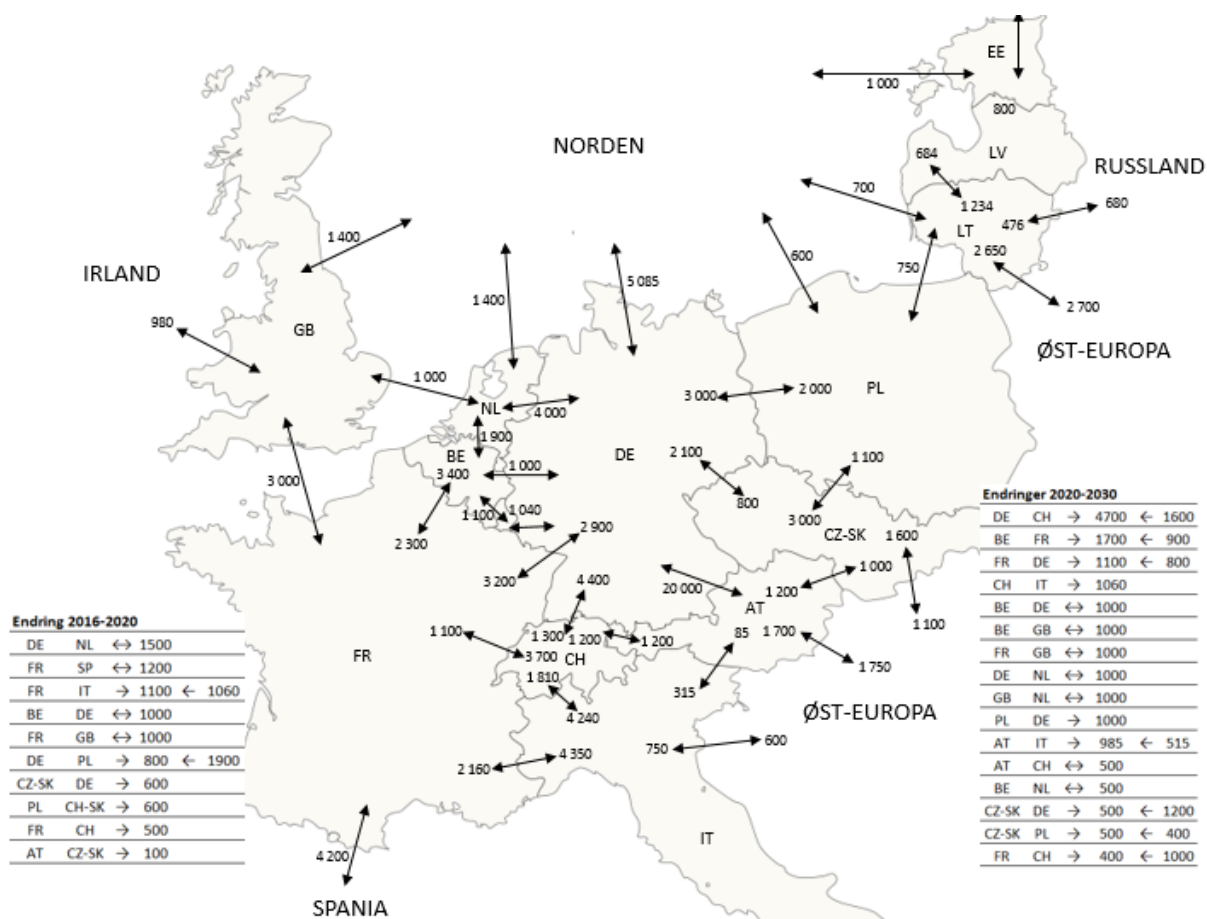
Det er i dag omfattende planer om nye nettførsterkninger over hele kontinentet, men samtidig usikkert i hvilken grad planene blir realisert og når dette eventuelt vil skje.

Vi har basert overføringskapasitetene i våre basisdatasett på prognoser som de europeiske systemoperatørene har levert inn til arbeidet med den felles europeiske nettutviklingsplanen (TYNDP 2016). I tillegg har vi lagt inn noen ekstra forbindelser til 2030-2040, til dels basert på prisforskjeller mellom land og til dels basert på planer.

Bygging av overføringsforbindelser er utfordrende og tidkrevende. Vi har derfor lagt vekt på å legge inn konservative forutsetninger. Utbygging fra Norden tar vi opp i kapittel 8.7. Fra Storbritannia forventer vi at det bygges 1000 MW til Frankrike til 2020, mens det til 2030 blir bygget ytterligere 2000 MW til Belgia og 1000 MW til Nederland. Fra Tyskland forventer vi i 2020 blant annet at det bygges 1500 MW til Nederland og 800 MW til Polen. Til 2030 forventer vi at det blir økt kapasitet både mot Østerrike, Tsjekkia, Belgia og Frankrike. Alle anslag for overføringskapasiteter i våre datasett er vist i figur 7-12. Basert på disse forutsetningene øker overføringskapasitetene internt på kontinentet med omtrent 25000 MW fra 2016 til 2020 og med omtrent 35000 MW fra 2020 til 2030. Videre til 2040 ser vi per nå ikke store nok prisforskjeller til å forutsette mer kapasitet. Dette må imidlertid ikke tolkes som noen prognose for at nettutbyggingen stopper opp. Vår analyse fokuserer på markedsutviklingen, og vi behandler flaskehals og nettkapasiteter på et relativt overordnet nivå.

Det er i dag betydelige flaskehals internt i det tyske nettet. Tyskland har derfor en omfattende plan for nettutbygging. Byggingen er i gang, men er forsinket. De tyske TSOene håndterer i dag flaskehalsene ved å sette ned handelskapasiteten mot naboland og gjennom mothandel. I takt med økende flaskehals har kostnadene med mothandel steget betydelig de siste årene. Hvordan utviklingen blir videre er usikkert, både når det gjelder størrelsen på flaskehalsene, hvor mange år situasjonen vedvarer og hvordan de blir håndtert. I forventningsscenarioet har vi lagt til grunn at Tyskland fortsetter å være et felles prisområde, og at det blir redusert kapasitet fra Norden til Tyskland fram til 2025³⁴. Deretter har vi lagt til grunn full kapasitet. Samtidig er det en mulighet for at flaskehalsene blir håndtert ved å dele Tyskland i to eller flere prisområder. Vi har sett nærmere på hvilke konsekvenser det vil få for tyske og nordiske priser i kapittel 11.5.

³⁴ Vi simulerer med 1200 MW lavere kapasitet samlet for forbindelsene fra Norden til Tyskland, sammenlignet med installert kapasitet.



Figur 7-12: Våre anslag for europeiske nettkapasiteter i 2020, samt endringer 2016-2020 og 2020-2030.

8 Utviklingstrekk og forutsetninger Norden

Vi forventer store endringer i det nordiske kraftsystemet fram mot 2040. Forbruket vokser og produksjonen fra kjernekraft og øvrige termiske kraftverk går ned. Samtidig blir det bygd ut mye ny fornybar produksjon, slik at andelen uregulert produksjon vokser vesentlig. Dette gir store svingninger i tilgjengelig effekt. Vi har et moderat kraftoverskudd i Norden i hele perioden, men en betydelig vekst i Norge etter 2030. Mellomlandsforbindelsene som er under bygging til kontinentet og Storbritannia forsterker koblingen mellom Norden og Europa ytterligere.

8.1 Overordnet energi- og klimapolitikk

De nordiske landene har ambisiøse klimamål. Disse er i tråd med EUs mål om å redusere utslippene med 80 % til 2050. Til 2040 forutsetter vi derfor en nesten fossilfri nordisk kraftsektor. I tillegg bidrar kraftsektoren til utslippskutt i samferdsel og varme gjennom elektrifisering. Samtidig må Norden, på samme måte som EU, balansere ønsket om utslippskutt og redusert miljøpåvirkning mot andre faktorer som energisikkerhet, rimelige energikostnader og verdiskaping.

Sverige, Danmark og Finland – ambisiøse klimamål og fokus på energisikkerhet

Danmark har som mål at i 2020 skal 35 % av energibruken være fornybar, som igjen innebærer at 50 % av kraftproduksjonen skal komme fra fornybar. I 2035 skal hele el- og varmforsyningen være fornybar.

Sverige har også som mål at fornybar skal dekke minst 50 % av energiforbruket i 2020. En felles energiavtale for fem av de åtte svenske riksdagspartiene ble presentert i juni 2016. Avtalen har mål om et 100 % fornybart kraftsystem til 2040, men satt ikke en sluttdato for kjernekraften. Regjeringen har nedsatt en energikommisjon som skal gi anbefalinger om den langsiktige utviklingen av energiforsyningen, hvor det mest sentrale spørsmålet er hva som skal skje med kjernekraften.

Finlands mål er 38 % fornybar energi til 2020. Det er politisk aksept for fortsatt satsing på kjernekraft og et nytt kjernekraftverk er under planlegging nord i landet. Finland har et stort underskudd på kraftbalansen. Energiimporten på nesten 20 TWh årlig, ca. 25 % av forbruket, er blant de høyeste i Europa. Mesteparten importeres fra Sverige, men en betydelig del kommer fra Russland, selv om denne har falt de siste årene. Dette er en del av forklaringen til at den finske opinionen er positiv til ny kjernekraft.

Felles for alle landene er utfordringer knyttet til økende underskudd på effektbalansen. Sverige legger ned mye kjernekraft allerede til 2020, og i løpet av de neste 30 årene legges trolig alle reaktorer ned. Finland har allerede et effektunderskudd og er avhengig av import for å dekke forbruket på kalde vinterdager, mens i Danmark erstatter regulerbar termisk kapasitet med fornybar. Derfor tiltar diskusjonen om dagens markedsdesign vil være tilstrekkelig for å sikre nok regulerbar kapasitet på sikt.

Norge – usikkerhet rundt klimapolitikk, mer konkret energipolitikk

Norge har gjennom klimaforliket fra 2012 som mål om å være karbonnøytralt innen 2030, og to tredjedeler av utslippskuttene skal skje innenlands. Eksempler på norsk klimapolitikk er støtten til elbiler, vedtaket om å elektrifisere plattformene på Utsirahøyden og CO₂-skatten for utslipp fra oljeinstallasjoner.

Så langt har imidlertid ikke forliket gitt utslippskutt. Fra 1990 til i dag har innenlandske utslipp økt med ca. 4 %. Selv om trenden de siste årene har vært en svak reduksjon er det lite sannsynlig at målene om innenlandske utslippskutt nås uten at det blir vedtatt mer konkrete og forpliktende tiltak. I starten av 2015 bestemte regjeringen at norsk klimapolitikk skal være i tråd med politikken i EU mot 2030. Dette er på mange måter en videreføring av dagens politikk. Norge er både med i EU ETS og deltakelsen i det

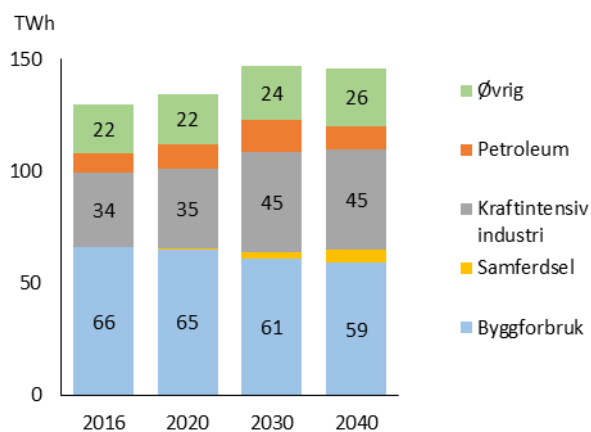
svensk-norske sertifikatmarkedet var hovedvirkemiddelet for å oppnå fornybarmålet. Hvilke konsekvenser en ytterligere forsterkning mot EUs politikk får er fortsatt uklart og under forhandling.

Den norske regjeringen publiserte i april 2016 en melding om energipolitikken (Regjeringen 2016). Meldingen slår fast fokus for de kommende tiårene og fokuserer på fire hovedområder:

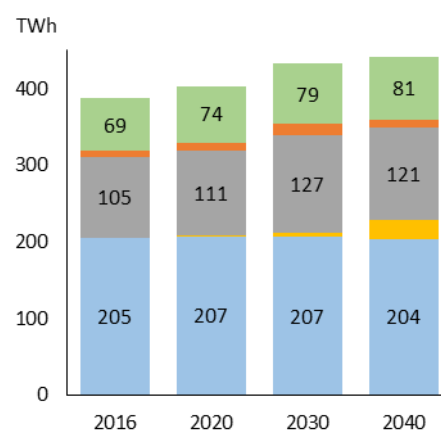
- Styrket forsyningsikkerhet – satse på utvikling av markedsløsninger og ny teknologi
- Utbygging av lønnsom fornybar kraftproduksjon – sertifikatsystemet avvikles etter 2021
- Effektiv og klimavennlig bruk av energi – kobling mot klimamål
- Økt verdiskaping ved å ta kraften i bruk – nytt industrialisert forbruk basert på fornybar kraft

8.2 Forbruksvekst på tross av energieffektivisering

Vi legger til grunn at forbruket i Norden vokser mot 2030 og 2040. Dette er et trendbrudd med hva som har vært tilfelle siden 2008. Både i Sverige og Finland har forbruket gått ned i denne perioden, blant annet som følge av nedleggelse i treforedlingsindustrien, mens forbruket i Norge har vært rimelig stabilt. De to viktigste årsakene til at forbruket øker i Norge er vekst innenfor industri og elektrifisering av samferdsel. Veksten blir dempet av bedre energieffektivitet i nye og rehabiliterte bygg. Samlet sett forventer vi at nordisk forbruk vokser med i overkant av 50 TWh i perioden 2016-2040, der 15 TWh er i Norge.



Figur 8-1: Forventet utvikling i norsk kraftforbruk 2016-2040.



Figur 8-2: Forventet utvikling i nordisk kraftforbruk 2016-2040.

I tillegg til våre egne analyser har vi benyttet flere eksterne kilder i arbeidet med å prognosere forbruksutviklingen. Vi deler opp forbruket vi i tre hovedkategorier: alminnelig forbruk, kraftintensiv industri og elbiler. For industriforbruket har vi gått ut fra de konkrete planer som finnes og i tillegg brukt prognosen til INSA, som i detalj analyserer de ulike industrisektorene i Norge, Sverige og Finland. Vi har også anskaffet en prognose og en forbruksmodell for alminnelig forbruk og elbilforbruk i Norge og Sverige fra Optimeering. Denne modellen gir oss muligheten til å lage egne analyser og prognoser for forbruksutviklingen både nasjonalt og regionalt i Norge og Sverige.

Alminnelig forbruk reduseres i Norge – stabilt i Sverige og Finland

Vi forventer at alminnelig forbruk i Norge går ned med omtrent 6 TWh fra i dag til 2040. Isolert sett trekker økonomisk vekst, befolkningsvekst og vekst i boligmassen opp. På den andre siden vil strengere byggeregler redusere forbruket både i nybygg og i gamle bygg som rehabiliteres. Økt boligmasse ville for eksempel ført til 10 TWh større forbruk om det ikke var for strengere energikrav. Energieffektivisering av apparater og urbanisering trekker begge ned forbruket per innbygger.

Klimaendringer trekker ned forbruket til oppvarming, men virkningen blir svakere siden byggekvaliteten øker. Vi legger til grunn 2 TWh reduksjon mot 2040 som følge av varmere klima.

Fjernvarme er utbredt i Sverige og Finland og elektrisk oppvarming utgjør en mindre andel av oppvarmingssektoren enn i Norge. Spesielt Sverige har også kommet noe lenger når det gjelder å ta ut potensialet for effektivisering. Alminnelig forbruk i disse to landene er derfor rimelig stabilt i hele perioden. En nedside er at Sverige i enda større grad satser på å redusere forbruket som et tiltak for å dekke opp for kraftig redusert kjernekraft.

Kraftig vekst i elbilforbruk etter 2025 – i 2040 er samlet nordisk elbilforbruk 24 TWh

I vår prognose legger vi til grunn at elbiler blir et konkurransedyktig alternativ uten subsidier mellom 2025 og 2030. I 2020 er forbruket fra elbiler mindre enn 0.5 TWh i hele Norden. I 2030 har forbruket økt til 6 TWh og i 2040 til 24 TWh. Av dette er henholdsvis 3 og 6 TWh i Norge. Veksten er spesielt stor rett etter at elbiler slår gjennom, siden alle nye elbiler da erstatter biler med forbrenningsmotor. Skiftet av bilparken utgjør en betydelig del av forbruksveksten til 2040, men både når elbiler slår igjennom for fullt og tempoet i omstillingen er usikkert.

Hydrogenbiler kan også bli mer utbredt til 2040. Vår vurdering er at disse vil dele markedet med elbiler. Vi forutsetter at hydrogen som drivstoff kommer fra elektrolyse, og totalvirkningsgraden da blir lavere enn for rene elbiler. En større andel hydrogenbiler betyr derfor at kraftforbruket til transport øker mer.

Kraftintensivt forbruk vokser betydelig i Norge mot 2030, men stor usikkerhet

Det er stort potensiale for vekst i både gamle og nye industrisektorer, samtidig som store forbruksenheter også kan bli lagt ned. Samlet sett forventer vi at industriforbruket i Norge vokser med 16 TWh til 2030, før det synker noe mot 2040. Økningen til 2030 er primært drevet av mer petroleum og nytt fullskalaanlegg på Karmøy. Nedgang i treforedling og petroleum er årsaken til at forbruket synker igjen mot 2040. I Sverige og Finland er veksten i hele perioden på totalt 4 TWh.

I Norge forventer vi at forbruket innenfor petroleumssektoren øker med ca. 6 TWh til 2030, før det går ned med 4 TWh igjen til 2040. Om lag halvparten av veksten til 2030 er knyttet til Utsira. Potensialet for videre vekst på sikt, basert på dagens informasjon, ligger først og fremst i Nord-Norge. Imidlertid har fallet i olje- og gassprisene det siste året ført til usikkerhet om lønnsomheten til disse prosjektene.

Kraftintensiv industri i Norge øker med 10 TWh til 2040, og 8 TWh kommer allerede til 2030. Mye av veksten er knyttet til at Hydro satser på et nytt fullskala aluminiumsanlegg på Karmøy som vil bruke 4-5 TWh årlig. I både Sverige og Finland legger vi til grunn at industriforbruket øker med 2 TWh. INSA peker på kjemisk industri, stål og gruver som mulige sektorer for vekst. Videre er datalagringshaller en ny industrisektor med stort potensiale og gunstige betingelser i Norden. Vi har forutsatt 4 TWh forbruk fra datalagringshaller i Norge og 12 TWh totalt i Norden til 2040.

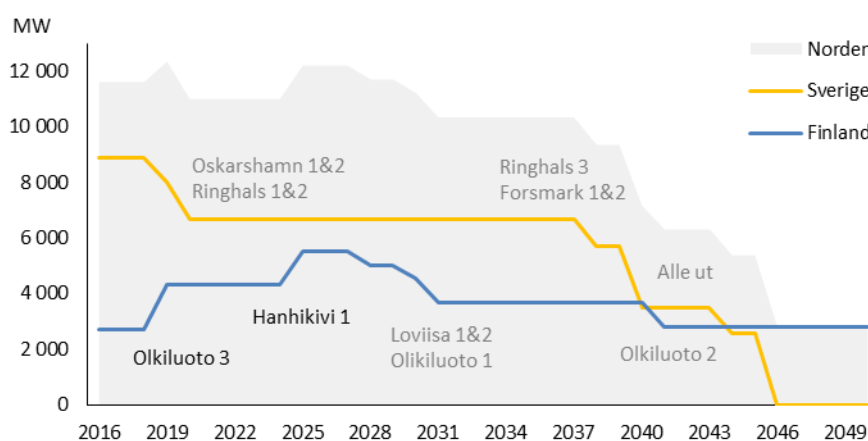
I dag utgjør forbruket i treforedlingsindustrien ca. 40-45 TWh årlig, men bare 3 TWh av dette er i Norge. Fra toppen i 2007 har forbruket sunket med i overkant av 15 TWh. Mesteparten har vært i Sverige og Finland, men også i Norge har nedgangen vært vesentlig. Vi beholder forbruket i treforedling konstant på dagens nivå til 2030, før vi reduserer det med 3 TWh både i Sverige og Finland til 2040. I Norge har vi lagt til grunn at det resterende forbruket på 3 TWh blir lagt ned mellom 2030 og 2040.

Vi må understreke at all utvikling er usikker. Med et forbruk på flere TWh årlig kan beslutninger knyttet til enkelte anlegg ha betydning for norsk og nordisk kraftbalanse. Videre er det naturlig nok usikkerhet rundt hvilke sektorer som får vekst og nedgang. Våre konkrete valg for enkeltanlegg, spesielt på sikt, er til en viss grad tilfeldige. Basert på dagens informasjon mener vi likevel det er klart mest trolig at samlet industriforbruk vokser. Forbruket kan også stoppe opp, men en vesentlig nedgang ser vi på som

mindre trolig. INSA legger til grunn i sitt lave scenario at samlet nordisk industriforbruk går ned med omtrent 20 TWh til 2035, mens det øker med litt over 50 TWh i høyt.

8.3 Kjernekraften fases ut i Sverige – Finland bygger nytt

Kjernekraften i Sverige og Finland har en sentral rolle i det nordiske kraftsystemet. Den står årlig for 25 % av den samlede nordiske kraftproduksjonen. Kjernekraften leverer jevn og forutsigbar grunnlast nær forbrukssentre, og bidraget i tørrår er viktig. Dessuten bidrar kraftverkene til systemstabiliteten i det nordiske nettet og flere av kraftverkene er strategisk plassert for å støtte kraftnettet.



Figur 8-3: Forventet utvikling i nordisk kjernekraftkapasitet 2016-2050.

Hva som skjer med kjernekraften i Sverige, men også Finland er derfor et sentralt usikkerhetsmoment i det nordiske kraftsystemet og kraftmarkedet. Samtlige av dagens aktive reaktorer ble satt i drift mellom 1972 og 1985. Planlagt levetid er i utgangspunktet mellom 50 og 60 år. I Sverige kan reaktorene benyttes så lenge de oppfyller myndighetenes sikkerhetskrav, mens de i Finland har en lisens for drift i 50 år. Lisensen kan imidlertid forlenges til 60 år.

Vi legger til grunn at gjenværende svenske reaktorer i 2020 legges ned ettersom levetiden utløper

De siste årene har svenske kjernekraftverk hatt anstrengt økonomi. Årsaken er både lav kraftpris, økt skatt og høy kapitalkostnad fra tidligere investeringer for vedlikehold og effektutvidelser. Resultatet er at eierne har bestemt seg for å legge ned fire reaktorer med en samlet kapasitet på 1600 MW allerede til 2020. Dette betyr at energiproduksjonen synker fra ca. 60 TWh årlig i dag til ca. 45 TWh.

Vi forutsetter at de gjenværende seks reaktorene er i drift ut levetiden. Det er flere grunner til dette. For det første øker kraftprisene i vårt forventningsscenario til et nivå der driften er lønnsom. Mindre kjernekraft bidrar i seg selv til høyere priser. Videre er en del av den svenske energiavtalen fra sommeren 2016 å fjerne særskatten på effekt, som har slått hardt ut for kjernekraften. Dette bedrer økonomien, men peker også på det faktum at kjernekraften er helt sentral i det svenske kraftsystemet. Det er derfor lite trolig en fortsatt rask utfasing kan fortsette uten at man har reelle alternativ som gjør at spesielt forsyningssikkerheten i Sør-Sverige bevares på et akseptabelt nivå. I praksis betyr nedleggelse etter levetid at produksjonen er den samme i 2030 som i 2020, mens i 2040 er installert effekt 3500 MW, og kraftproduksjonen nede i 25 TWh årlig – se figur 8-3.

Den svenske energiavtalen åpner også opp for nybygg av reaktorer som erstatning for de ti som finnes i dag. Samtidig er det politisk konsensus om å ikke subsidiere nye reaktorer. Dette gjør at nybygging i praksis er lite trolig, og det har vært liten kommersiell interesse for å bygge nytt. Det mest trolige i dag

er derfor at all svensk kjernekraft forsvinner i løpet av de neste 30 årene. Levetiden til de siste reaktorene går ut i 2046.

Vi forutsetter at Finland bygger en ny reaktor i 2025, deretter utfasing etter levetid

I Finland har videre satsning på kjernekraft politisk støtte på tross for at Olkiluoto 3 blir minst 10 år forsinket med enorme kostnadsoverskridelser. I vårt forventningsscenario legger vi til grunn at Olkiluoto 3 blir satt i drift før 2020 og at Hanhikivi 1 blir bygget til 2025. Vi forventer at Loviisa 1 og 2 og Olkiluoto 1 blir lagt ned rundt 2030.

Myndighetene ga i 2014 tillatelse til prosjektering av et nytt kjernekraftverk nord i Finland. Konsortiet som skal investere i kraftverket Hanhikivi 1 består av finsk kraftintensiv industri og et antall energiselskap. De skal investere etter det så kalte Mankala-prinsippet, der investorene ikke har et vanlig krav til avkastning, men i stedet får kjøpe kraft til kostpris. Et lavt avkastningskrav gjør en slik investering mulig, til tross for at heller ikke Finland subsidierer ny kjernekraft. Regjeringen vil fatte beslutning om endelig tillatelse for prosjektet i 2018.

Det betyr at samlet installert effekt finsk kjernekraft øker fra ca. 2700 MW i dag til en topp etter 2025 på nesten 5500 MW. Til 2031 legges imidlertid de tre eldste reaktorene ned, med en samlet effekt på 1800 MW. I 2040 har vi en kapasitet på i overkant av 3500 MW.

8.4 Fornybar kraftproduksjon fortsetter å vokse

Vi legger til grunn at utbygging av fornybar i Norden fortsetter etter 2020. Totalt sett bygges det ut over 70 TWh. Det er mange sterke drivere bak dette. For det første er det nødvendig med ny produksjon for å dekke opp for forbruksvekst, og nedgang i termisk produksjon. Bortsett fra kjernekraft i Finland er det i dag ny fornybar som er det eneste reelle alternativet. Videre finnes det både klare nasjonale mål, spesielt i Sverige og Danmark, men også EUs politikk krever at alle land bidrar. Dette gjelder også for Norge. Vi er i dag en del av fornybardirektivet og regjeringen har signalisert at de vil knytte sin klimapolitikk enda sterkere mot EU. Økende kraftpriser og ytterligere fall i kostnadene for fornybar gjør det også sannsynlig med en viss lønnsom utbygging uten støtte.

Norge og Sverige når målet i sertifikatsystemet til 2021

Norge og Sverige skal bygge ut 28.4 TWh i det felles sertifikatmarkedet etter at Sverige vedtok å øke sin forpliktelse til 15.4 TWh. Så langt har 13 TWh blitt bygget i Sverige og 2.4 TWh i Norge (NVE 2016). Videre er vel 6 TWh under bygging, hvorav 2.3 TWh i Norge. Frem til 2021 gjenstår det altså å bygge ut 7 TWh sertifikatkraft. Av disse er det tatt investeringsbeslutning på 3.8 TWh vindkraft i Norge (Fosen og Hedmark). Gjenstående 3 TWh forventer vi forholdsvis jevnt fordelt på norsk vannkraft og svensk vindkraft.

Tabell 8-1. Forventet fordeling av sertifikatkraft i 2021. Normalårsproduksjon i TWh.

Krafttype	Norge	Sverige	Totalt
Vann	6.0	0.7	6.7
Vind	4.2	12.7	16.9
Bio	-	3.8	3.8
Sol	0.2	0.8	1.0
Totalt	10.4	18.0	28.4

I Danmark forventer vi 6 TWh ny vindkraft til 2020 og 1.5 TWh sol. Offshore vind står for mesteparten av økningen i vindkraft. Vattenfall har akkurat startet utbyggingen av 400 MW på Horns Rev 3, og vi

forventer at parken er ferdigstilt til 2020. Anbudsrunden har akkurat startet for parken på Kriegers Flak, og vi forventer derfor at den blir ferdig først til 2022 (Energistyrelsen 2016). Onshore er det aktuelt med noe nybygg, men til stor del handler det om oppgradering og reinvestering av gamle turbiner til større turbiner med bedre brukstid.

Finland har et nasjonalt mål på 6 TWh ny vindkraft til 2020 og 9 TWh til 2025 (Finlands arbeids- og næringsministerium 2014). Vi forventer at finnene når sine vindkraftmål og at det i tillegg blir bygget ut en halv TWh solkraft. Finland har gode solforhold med brukstid lik Nord-Tyskland (Joint Research Institute 2012). Finland har også gode ressurser innenfor biomasse og har mål om 25 TWh skogsbrensel innen el- og varmeproduksjonen i 2020. Vi forventer derfor at noen av de eksisterende kullfyrte kraftvarmeverkene blir konvertert til biokraft.

Mange og sterke drivere for at fornybarutbyggingen fortsetter i alle nordiske land etter 2020

Norden trenger på sikt mye ny produksjon for at det ikke skal oppstå et stort kraftunderskudd. Spesielt gjelder dette Sverige og Finland. Bak dette ligger utviklingen beskrevet over med utfasing av mye kjernekraft, en del termisk produksjon i Finland og Danmark, samt en betydelig forbruksvekst. Vårt forventningsscenario kan illustrere som eksempel. Gitt våre forutsetninger om 60 TWh vekst i forbruket og netto reduksjon i kjernekraft på ca. 30 TWh trenger Norden ca. 60 TWh ny produksjon i perioden 2020-2040 for å være i balanse. Akkurat hvor raskt forbruksvekst og stenging av gamle kraftverk går er selvfølgelig vanskelig å si, men det er liten tvil om retningen og at det vil være behov for ny kapasitet.

Videre er det klart at ny produksjon i Norden må være utslippsfri. Derfor må hovedtyngden av nye kraftverk være ny fornybar. Særlig tre forhold styrker dette:

- Allerede konkrete politiske mål og vedtak, for eksempel har regjeringen i Sverige lagt frem forslag om å fortsette å utvide sertifikatsystemet med 18 TWh til 2030
- EUs klima- og energipolitikk – kan komme direkte eller indirekte krav om utbygging
- Norden har blant Europas beste fornybarressurser, spesielt når det gjelder vindkraft

For å nå sitt mål på 27 % fornybar energi i 2030 må EU trolig bygge ut over 1 000 TWh fornybar kraft. Det er vanskelig å se for seg at Norden, med sine store fornybarressurser og ambisiøse nasjonale politikk, ikke skulle være med å bidra til dette. Uansett om målet etter hvert blir bindende på nasjonal nivå, eller fortsetter å være åpent for hele EU, forventer vi sterk politisk press på at de nordiske landene, inkludert Norge, er med å bygge.

Norden har flere områder som har blant Europas beste vindkraftressurser på land. Dessuten har den teknologiske utviklingen mot større turbiner gjort at områder tidligere vurdert uegnet for vindkraft nå har blitt blant de beste stedene. Det beste eksempelet her er skogene i Nord-Sverige som har gått fra ca. 2000 brukstimer til mellom 3000-4000 timer. Med ytterligere fall i kostnadene er det trolig at fornybar vil være den billigste måten å dekke mye av behovet på. Det er også slik at det er forhold i den nordiske kraftforsyningen gjør vindkraft gunstig relativt til kontinentet:

- Forbruket er mer korrelert med vindkraftproduksjonen
- Vannkraftsystemet kan bidra til å jevne ut variasjonen i vindkraftproduksjonen
- Fortsatt relativt lite vindkraft sammenlignet med Europa

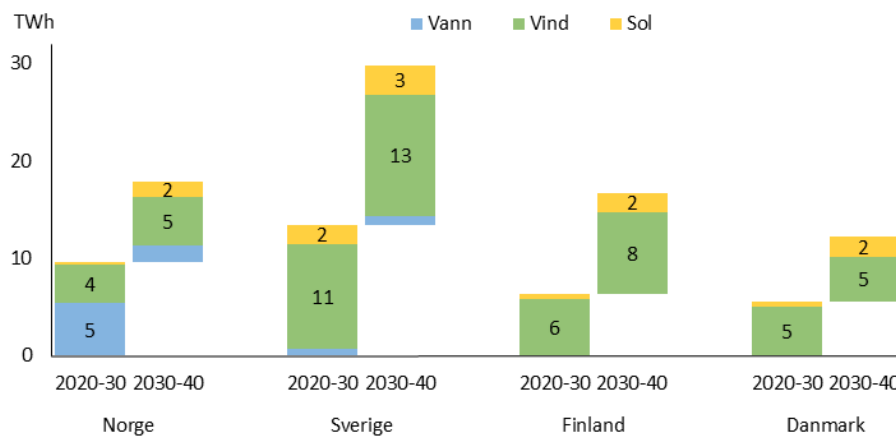
Til sammen forventer vi derfor at den produksjonsveide prisen for vindkraft er høyere i Norden enn på kontinentet, selv om snittprisene kan være noe lavere over året. I vårt forventningsscenario stiger prisene såpass at en god del både vindkraft og vannkraft kan bli lønnsomt uten støtte. Lavere priser i starten og den genuine usikkerheten på sikt gjør imidlertid at det trolig fortsatt er behov for støtte-

eller garantiordninger. I et scenario med lave brensel- og CO₂-priser vil det være nødvendig for å få til en større utbygging. Mens med høyere brensel- og CO₂-priser kommer det sannsynligvis en større utbygging basert på kraftprisene.

Vi forutsetter at det bygges ut 75 TWh vind-, sol- og vannkraft i Norden fra 2020 til 2040

I vårt forventningsscenario legger vi til grunn at det bygges ut i overkant av 30 TWh sol-, vind- og vannkraft i Norden til 2030, og ytterligere 40 TWh til 2040. Sammen med våre andre forutsetninger på produksjon og forbruk gir dette små endringer i samlet nordisk balanse i perioden, selv om Norge får et betydelig kraftoverskudd i 2040.

Vind står for omtrent 80 % av veksten, og av dette er mesteparten på land. Hovedtyngden av utbyggingen er i Sverige. Til 2040 forutsetter vi også at solkraft bidrar med 15 TWh årlig, eller ca. 20 GW installert effekt. I Norge forutsetter vi en del ny vannkraft mellom 2020 og 2030 både som småkraft og rehabilitering/utvidelser, og i form av tilsigsøkning. I Finland og Danmark kommer konvertering av fossilt til bio i termiske verk, men dette bidrar ikke til netto produksjonsøkning. I Sverige har vi forutsatt noe nybygging av biokraft som et av tiltakene for å dekke opp for bortfall av kjernekraft.



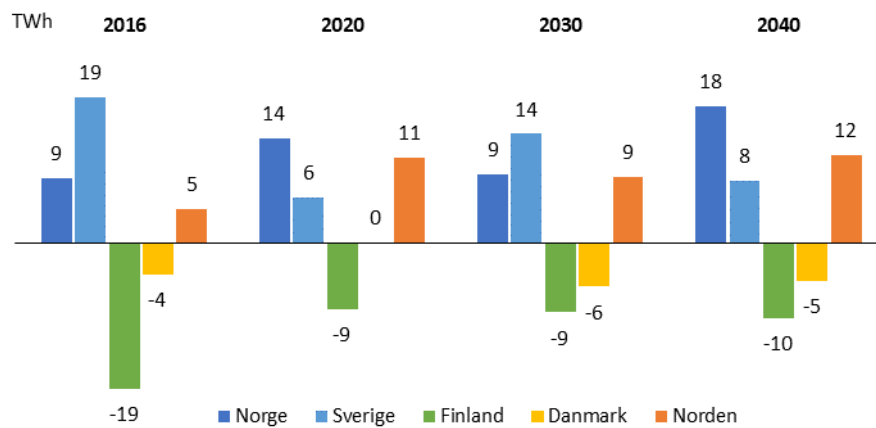
Figur 8-4: Utbygging av nordisk fornybar etter 2020 i forventningsscenarioet.

Energimeldingen fra april i år satte punktum for videreføring av sertifikatsystemet i Norge etter 2020 (Regjeringen 2016). Meldingen vektlegger at fornybar som skal bygges ut i Norge skal være lønnsom. Med forventningene til prisutviklingen i de kommende ti år er det usikkert hvor mye ny kraft som kan bli bygget uten subsidier. Likevel tror vi på en del ny fornybar også i Norge til 2030. Fra et politisk ståsted er det trolig ønske om å ha overskudd på kraftbalansen. Videre ønsker flere partier at Norge skal bygge fornybar som en del av målet om å redusere innenlandske utslipp av klimagasser. Begge deler gir mening i lys av forbruksøkningen fra elektrifisering som vi legger til grunn. Dessuten kommer det trolig krav om utbygging sentralt fra EU, selv om måten dette skjer på fortsatt er uklart.

Når vi nærmer oss 2030 blir også gode vann- og vindkraftprosjekter lønnsomme uten støtte i vårt forventningsscenario. Utbyggingen til 2040 er derfor i stor grad drevet av at kraftprisene er høyere enn langsiktig utbyggingskostnad.

8.5 Stort utfallsrom for nordisk balanse, men lite trolig med underskudd

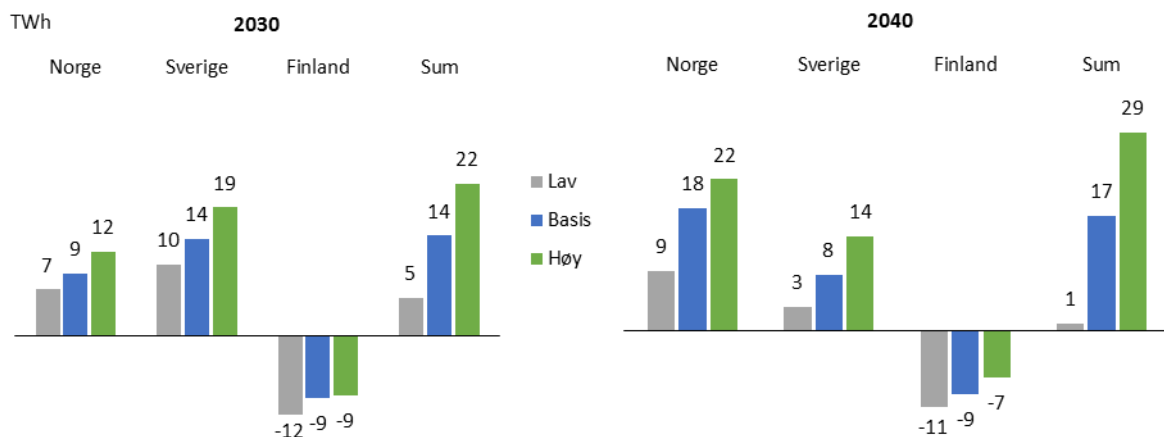
I dag legger vi til grunn at Norge i et normalår har ca. 9 TWh overskudd, mens overskuddet totalt i Norden er 5 TWh. Et stort overskudd i Sverige oppveies av underskudd i Finland. Vår forutsetninger beskrevet over gjør at balansen på nordisk nivå øker noe til 2020 og så er rimelig stabil til 2040, selv om den naturlig nok vil variere i løpet av en så lang periode. I Norge øker overskuddet noe til 2020, for så å synke tilbake til dagens nivå i 2030, før vi igjen får en ganske kraftig økning. Svensk-finsk balanse er over tid omtrent stabil siden mindre svensk overskudd oppveies av mindre underskudd i Finland.



Figur 8-5: Nordiske kraftbalanser i forventningsscenarioet.

De kjente usikkerhetene som vi har drøftet tidligere gjør at det er et stort utfallsrom for kraftbalansen. Store beslutninger rundt enkeltanlegg innen kjernekraft og industri kan raskt endre balansen med mange TWh. Vi regner det likevel som svært sannsynlig at den nordiske balansen vil forbli positiv. Dette skyldes ønsket om energisikkerhet i tørrår, gode fornybarressurser, mer effektiv bruk av energi og virkningen av et varmere og våtere klima.

I våre scenarier for høy og lav kraftpris har vi endret på den nordisk balansen. For enkelthets skyld har vi valgt å endre denne gjennom grad av fornybarutbygging. I høyt scenario har vi større utbygging basert på at kraftprisene stiger til et nivå der mye vindkraft blir lønnsomt med god margin. I lavt scenario har vi redusert utbygging, men denne er fortsatt i tråd med forbruket. Figur 8-6 viser utfallsrommet for kraftbalansene i Norge, Sverige og Finland fordi det er disse tre samlet som har mest å si for effekten på kraftprisen.

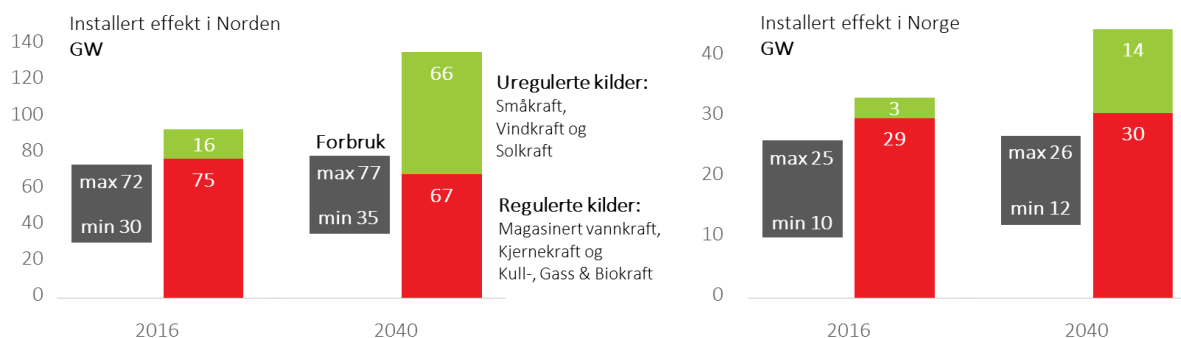


Figur 8-6: Utfallsrom for kraftbalansene i Norge, Sverige og Finland i våre tre scenarier i 2030 og 2040.

8.6 Nordisk effektsituasjon vil variere kraftig med forbruk og uregulert produksjon

Vind-, sol- og småkraft utgjør halvparten av produksjonskapasiteten i Norden i 2040

Figuren under sammenligner samlet installert effekt fra uregulert og regulert produksjon med maksimum og minimum forbruk for Norden i 2016 og 2040 i vårt forventningsscenario. Vi forventer at installert effekt fra sol-, vind- og småkraft mer enn tredobles fra i dag til 2040. I dag utgjør disse produksjonstypene om lag 20 % av totalen, men øker til 50 % i 2040. Vi ser også at regulert produksjon synker med om lag 10 GW, mens topplasten øker med 5 GW. Utviklingen med stadig mer uregulert produksjon vil påvirke det nordiske kraftsystemet og kraftmarkedet betydelig.



Figur 8-7: Installert effekt for regulerte og uregulerte kraftverk i Norge og Norden i 2016 og 2040, samt minimum og maksimum i forbruket.

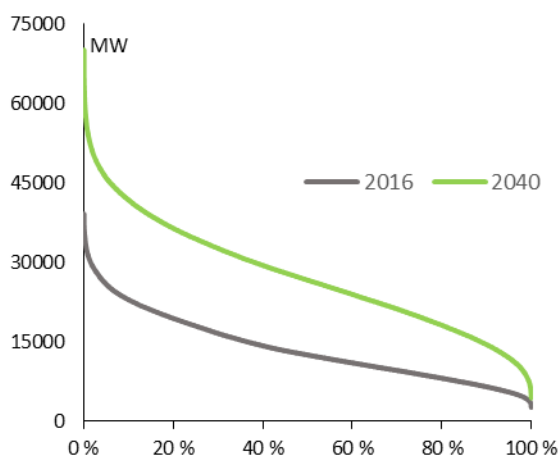
Sol- og vindkraften som blir bygget har høy installert effekt, men kan ikke alltid levere. De nordiske TSOene regner normalt med at kun 5-12 % av vindkraften er tilgjengelig i timen med høyest forbruk.

I Norge er det i vårt forventningsscenario mindre endringer. Forbruksvekst i industri og transport oppveies delvis av effektivisering og mindre forbruk i bygg. Hvordan forbruksendringene påvirker maksimum- og minimumseffekten er vanskelig å vurdere presist, og endringene kan bli større enn det vi ser i figur 8-7. Endringer på nordisk og europeisk side slår også inn i Norge fordi markedene er så integrerte. I perioder med høy uregulert produksjon og lavt forbruk ser vi økt eksportbehov. Omvendt ser vi også i perioder mer etterspørsel etter effekt. Samtidig er det et betydelig potensiale for utbygginger i det regulerte vannkraftsystemet. Vi har i utgangspunktet ikke lagt inn verken mer effekt eller pumper, men med utviklingen vi har både i Basis og Høy kan dette være lønnsomt.

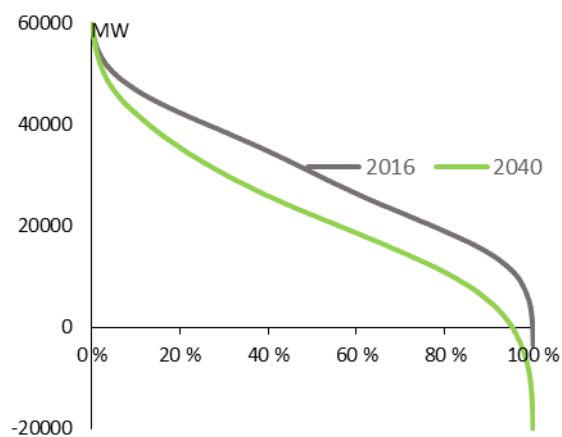
Økende andel uregulert produksjon gir betydelig større svingninger som må jevnes ut

Den løpende effektsituasjonen blir mer viktig i Norden når andelen uregulert produksjon vokser. I timer med lite bidrag fra fornybar om vinteren oppstår det timer med knapphet. I sommerhalvåret dekker uregulert vannkraft, vind- og solkraft stadig oftere hele eller nesten hele forbruket. Variasjonene over kortere perioder som må balanseres blir også veldig mye større. Figur 8-8 sammenligner samlet bidrag fra uregulert produksjon i Norden 2016 og 2040. I dag er maksimalproduksjon i Norden rundt 30 GW, og i normalsituasjoner varierer bidraget mellom 20 GW til i underkant av 10 GW. I 2040 øker maksimal produksjon til nærmere 60 GW, og variasjonen er normalt mellom 50-15 GW.

Kurven i figur 8-9 viser residualforbruket i Norden, altså forbruket minus bidraget fra vind-, sol- og uregulert vannkraft i samme time, i 2016 og 2040. Nedgangen i residualt forbruk er betydelig, men mindre enn oppgangen i uregulert produksjon på grunn av forbruksveksten. I 2040 dekker uregulert produksjon hele forbruket i over 5 % av tiden. Som vi kommer tilbake til senere skjer mye av denne overproduksjonen på sommeren. I den andre enden av skalaen ser vi at maksforbruket som må dekkes av andre kilder enn uregulert fornybar øker noe. En brattere kurve indikerer at variasjonene som må balanseres ut av regulert produksjon, utveksling, forbruk eller lagring blir større.



Figur 8-8: Simulert bidrag fra uregulert produksjon i Norden i 2016 og Basis 2040.



Figur 8-9: Simulert residuallast i Norden i 2016 og Basis 2040.

Stadig strammere balanse gir intensiv til fleksibilitet både på tilbud og etterspørselssiden

Nordisk effektbalanse er allerede stram i timer med høyt forbruk om vinteren. Utviklingen videre mot mer forbruk og mindre regulerbar produksjon gir vesentlig strammere balanse i timer med lite fornybar. Spesielt gjelder dette Sør-Sverige ettersom kjernekraften blir borte. Tabell 8-2 viser effektbalansen i en mulig strammeste time om vinteren, gitt maksimallast og forventet tilgjengelig produksjonskapasitet.³⁵

Tabell 8-2: Effektbalanse i Norge og Norden samlet for våre scenarier. Vannkraft regnes her som 87 % tilgjengelig, vindkraft som 5 %, solkraft som 0 % og termiske kraftverk og kjernekraft som 100 % tilgjengelig.

	2016	2020	2030	2040
Norge	2100	3000	3900	5300
Norden	-400	-4400	-6500	-8700

Norge har i dag overskudd på effekt på ca. 2000 MW³⁶ i timene med høyest forbruk. Samtidig har økt makslast de siste årene redusert overskuddet, og mer forbruk vil gi ytterligere svekket balanse. Dessuten vil økt overføringskapasitet til kontinentet og Storbritannia samt strammere balanse i Sverige gjøre at Norge i stadig flere timer vil være prismessig koblet til de andre landene i timer med knapphet.

I Europa har vi forutsatt at forbruket kobler ut på pris i timer med knapphet. Det samme vil trolig skje i Norden. Et sentralt spørsmål blir da hvor mye forbruk som kobler ut ved ulike priser. Siden mye av forbruket går til oppvarming og industri kan potensialet for fleksibilitet være større her enn ellers i Europa. Større prisvariasjoner, AMS og effekttariffer kan bidra til å utløse potensialet. Vi har ikke gjort nærmere analyser av dette, men har i våre simuleringer gått ut fra at industrilast i Norden kobler ut når prisen blir 375 €/MWh. Sannsynligvis vil forbruk både ha lavere og høyere betalingsvillighet enn dette.

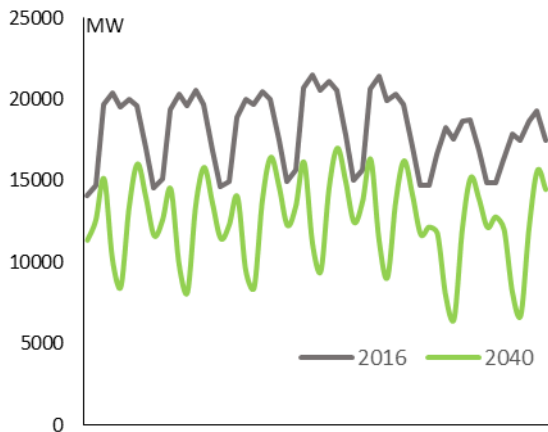
I Norge kan vi også bygge ut både mer effekt og pumping. Vi går nærmere inn på dette i kapittel 14.

³⁵ Tilgjengelig og installert effekt er ikke det samme. Den tilgjengelige effekten har vært negativ i flere vintre, og lavest i januar 2016. De negative verdiene betyr at vi trenger import for å kunne forsyne alt forbruket, eller må redusere forbruket.

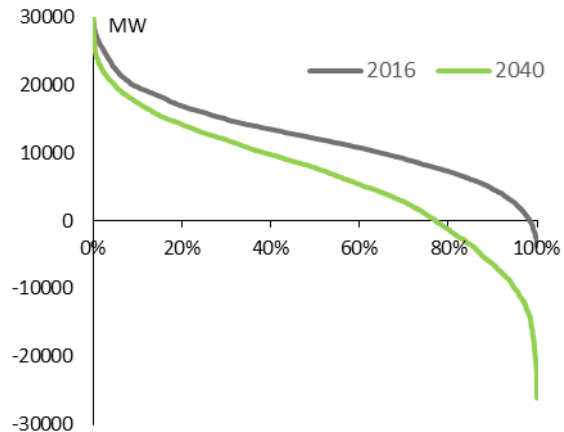
³⁶ Den tilgjengelige effekten synker etter hvert som magasinutfyllingen synker utover vinteren. Det betyr at i kalde perioder på senvinteren kan effektbalansen også bli stram selv om topplasten er lavere enn tidligere på vinteren.

Uregulert produksjon dekker hele forbruket i stadig flere timer, spesielt i sommerhalvåret

Andelen av forbruket som dekkes av uregulerbar produksjon er klart høyest i sommerhalvåret både fordi forbruket er lavere og produksjonen fra elve- og småkraft klart høyest. Figur 8-10 sammenligner residuallasten i en typisk sommeruke i 2016 og 2040. I dag ser vi at forbruket som må dekkes av regulerbar vannkraft, termisk og eventuelt import typisk ligger på rundt 20 GW gjennom dagen før det synker til ca. 15 GW på natten. I 2040 er bildet ganske annerledes. Hovedårsaken til dette er mer sol. Dette gjør at residuallasten i 2040 er lavest midt på dagen, i snitt under 10 GW på hverdager, og ned mot 5 GW i helgene. I tilsigsrike år er residualforbruket nesten alltid under 10 GW, og i ca. 20 % av tiden negativ. I perioder kan uregulert produksjon bli over 20 GW større enn forbruket i Norden.



Figur 8-10: Simulert nordisk residuallast i en representativ sommeruke i 2016 og forventning 2040.



Figur 8-11: Varighetskurve for simulert nordisk residuallast i 2016 og 2024 om sommeren i de 5 mest tilsigsrike årene.

8.7 Nettutvikling

Det er for tiden stor aktivitet rundt nettutvikling i Norden med mange prosjekter både nasjonalt og mellom land. Vi legger i utgangspunktet til grunn at vedtatte planer for nye nettførsterkninger og kabelforbindelser blir bygget ut. I tillegg legger vi inn mer kapasitet der vi ser at det er nødvendig teknisk og økonomisk. Samtidig har vi til en viss grad tilpasset plasseringen av eksempelvis ny produksjon slik det kommer i områder med god kapasitet i nettet fra før. I det mer langsiktige bildet, det vil si fra 2030 og utover, er det imidlertid fullt mulig at det er lønnsomt å bygge ut mer nettkapasitet enn hva vi har lagt til grunn i våre scenarier.

Økt kapasitet på flere snitt i Norden

Til 2020 forventer vi at Svenska Kraftnät (SvK) ferdigstiller Sydvest-lenken og hever overføringskapasiteten på snitt 4. Omkring 2020 forventer vi også at snitt 2 blir oppgradert ved hjelp av reaktiv kompensering. SvK og Fingrid har planer om å bygge en tredje linje mellom landene i nord, og vi forutsetter at denne vil bli bygget før 2030. De skal også reinvestere en av kablene som binder sammen landene i sør, FennoSkan 1, men vi forventer at den blir reinvestert til samme kapasitet. Fingrid har planer om å forsterke sitt nett mellom nord og sør med økt overføringskapasitet før 2030. For den som er mer interessert i nettutvikling i Norge og Sverige vises til Statnetts nettutviklingsplan (Statnett SF 2015) og den svenske Nätutvecklingsplan 2016-2025 (Svenska Kraftnät 2015).

Stor vekst i kapasitet mellom Norden og resten av Europa

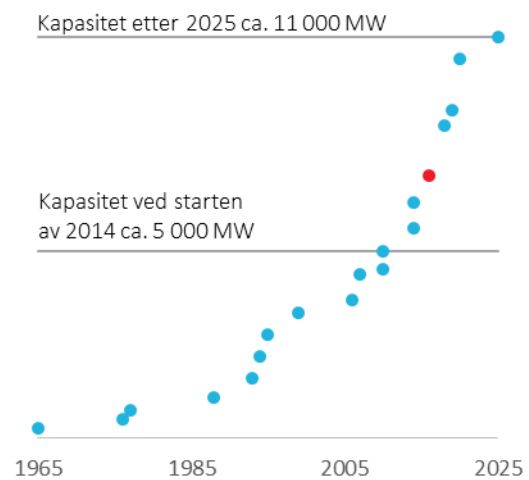
Utvexlingskapasiteten mellom Norden³⁷ og resten av Europa øker raskt fra i dag. For to år siden var kapasiteten ca. 5 000 MW, i dag er kapasiteten ca. 7 000 MW, og i 2025 blir kapasiteten nærmere 11 000 MW³⁸.

Hva som skjer etter 2025 er usikkert, og avhenger blant annet av utviklingen i kraftprisene i de ulike markedene. Vår grunnleggende forutsetning er at nye forbindelser bør være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Vi har imidlertid ikke gjennomført samfunnsøkonomiske analyser av lønnsomheten ved å utvide kapasiteten da dette blir for omfattende og siden et vesentlig poeng med denne rapporten er å gi et grunnlag for nettopp slike analyser. Vi har likevel, basert på simulerte prisdifferensialer og en grov beregning av lønnsomheten, forutsatt at en andre 1400 MW forbindelse fra Norge til Storbritannia blir bygget til 2040. I Høy er prisdifferensialene større og vi har derfor i dette scenarioet forutsatt at denne forbindelsen kommer i 2030.

Tabell 8-3: Økt kapasitet ut av Norden 2017-2025

Forbindelse		Kapasitet (MW)
NordLink	Norge-Tyskland	1400
NSL	Norge-Storbritannia	1400
Cobra	Danmark-Nederland	700
Viking Link	Danmark-Storbritannia	1000
Krigers flak	Danmark-Tyskland	600
HansaPowerBridge	Sverige-Tyskland	600

Figur 8-12: Utvikling i kapasitet historisk mellom Norden og resten av Europa. Inkluderer ikke kapasitet til Russland.



³⁷ Synkronområdet i Norden, som består av hele Norge, Sverige og Finland, samt Øst-Danmark (DK2)

³⁸ Disse verdiene inkluderer ikke kapasiteten mellom Finland og Russland som hovedsakelig kun brukes til import

Del III

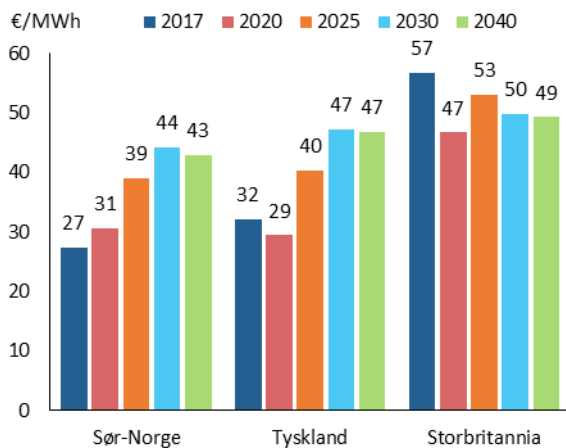
Analyser

I denne delen presenterer vi resultater fra modellsimuleringer og våre vurderinger rundt gjennomsnittspriser og prisvariasjon. Vi går inn på de viktigste usikkerhetsmomentene og presenterer vårt utfallsrom for fremtidige kraftpriser. Vi ser på lønnsomheten av fornybar og termisk produksjon i våre ulike scenario, og viser hvordan forbruksfleksibilitet og energilagring spiller inn i systemet. Til slutt drøfter vi noen problemstillinger som vi ser kan bli sentrale når vi nærmer oss 2040 og videre etter dette.

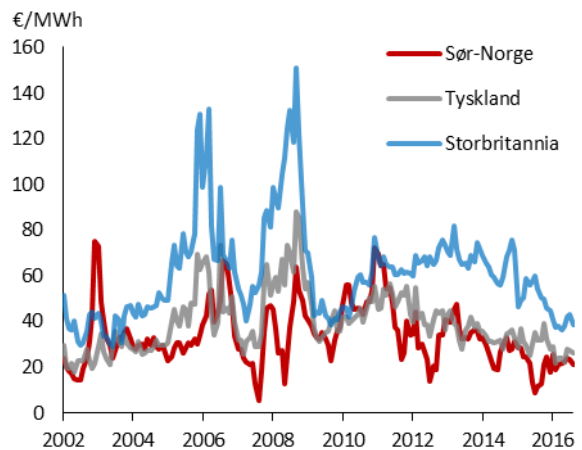
Når vi flytter analysehorisonten fra 2030 til 2040 øker usikkerheten i en rekke faktorer. I tillegg er det første gang vi lager fundamentale modelldatasett for 2040. Analysen av 2040 gir oss likevel en nyttig oversikt over hovedtrender og fundamentale sammenhenger som etter vår vurdering vil stå seg til tross for usikkerheten.

9 Gjennomsnittspriser i forventning

I forventningsscenarioet øker de gjennomsnittlige kraftprisene fra dagens nivå til 45-50 €/MWh i Europa mot 2030. Prisene er stabile til 2040, til tross for at fornybarandelen passerer 60 %. Oppgangen kommer i hovedsak av gradvis økende priser på kull, gass og CO₂, og at en stor andel av dagens termiske kraftverk blir lagt ned. Dette gjør at gasskraftverk oftere setter prisen. Norske og nordiske priser følger prisene på kontinentet, men ligger noe under. Prisene i Norge er på omtrent 44 og 43 €/MWh i henholdsvis 2030 og 2040. Alle priser er oppgitt i 2016 priser.



Figur 9-1: Simulerte gjennomsnittlige kraftpriser i basisscenarioet. 2017-prisene er framtidspriiser per oktober 2016. Alle priser reelle 2016-tall.

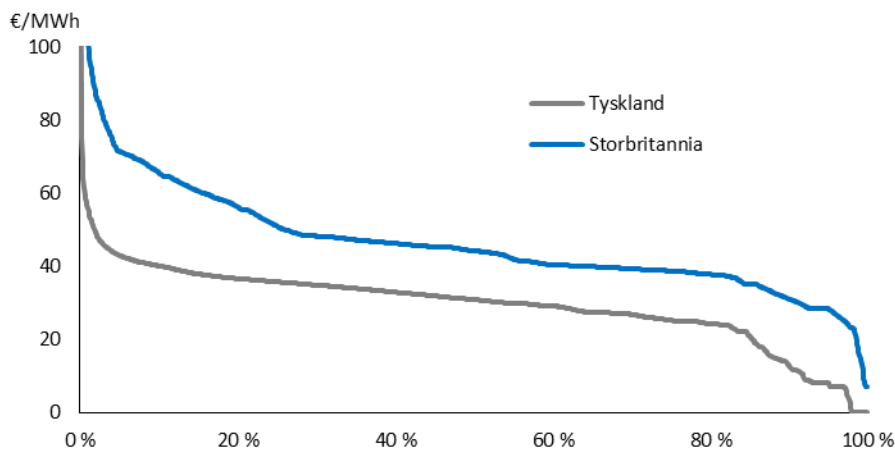


Figur 9-2: Historiske priser månedlig i Sør-Norge, Tyskland og Storbritannia.

Vi forventer større kortsiktig prisvariasjon i hele Europa mot 2030-2040. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 10. Usikkerhet og utfallsrom i snittpriser og volatilitet blir drøftet i kapittel 11, 12 og 13.

9.1 Fortsatt lave snittpriser de neste 5 årene på kontinentet, høyere i Storbritannia

Vi forventer at prisene på kontinentet fortsetter på dagens nivå til 2020. Markedet er som i dag preget av overkapasitet, få og relativt lave pristopper, og liten inntjening for termiske verk. Våre simuleringer indikerer at effekten av ny fornybar og nedleggelse av termiske kraftverk i hovedsak utligner hverandre. I 2020 benytter vi fremtidspriiser på brensel og CO₂ i våre kraftmarkedsmodeller. Når vi simulerer med disse får vi en svak oppgang i prisene fra i dag.

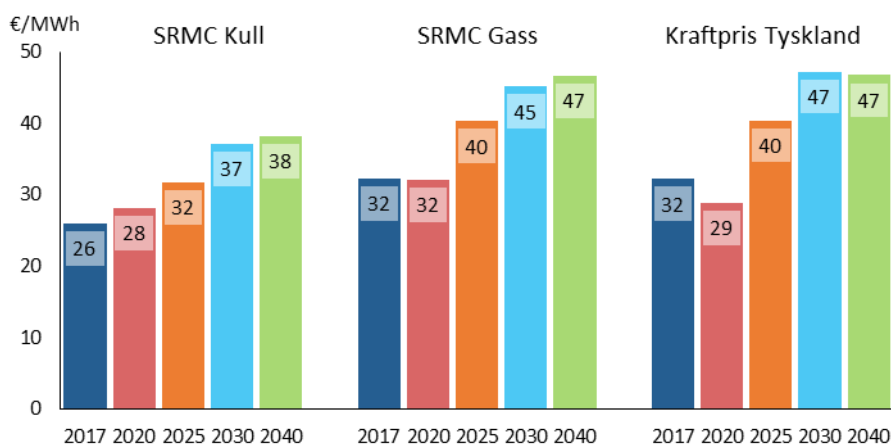


Figur 9-3: Simulerte priser i Tyskland og Storbritannia 2020.

I Storbritannia forventer vi også stabile priser, og i 2020 er det britiske prisnivået omtrent 15 €/MWh over nivået i Tyskland. I 2020 er britiske karbonpriser ca. 20 €/tonn høyere enn EU ETS-prisen, og over halvparten av forskjellen i kraftprisnivå kan tilskrives den særegne britiske karbonskatten. Lavere priser på gass relativt til kull enn det vi legger til grunn i forventning vil gi likere prisnivå med kontinentet. Vi ser også at britiske priser i stadig større grad blir påvirket av fornybarutbyggingen som har kommet i gang. Mot 2020 reduserer dette isolert sett prisene noe mer enn på kontinentet.

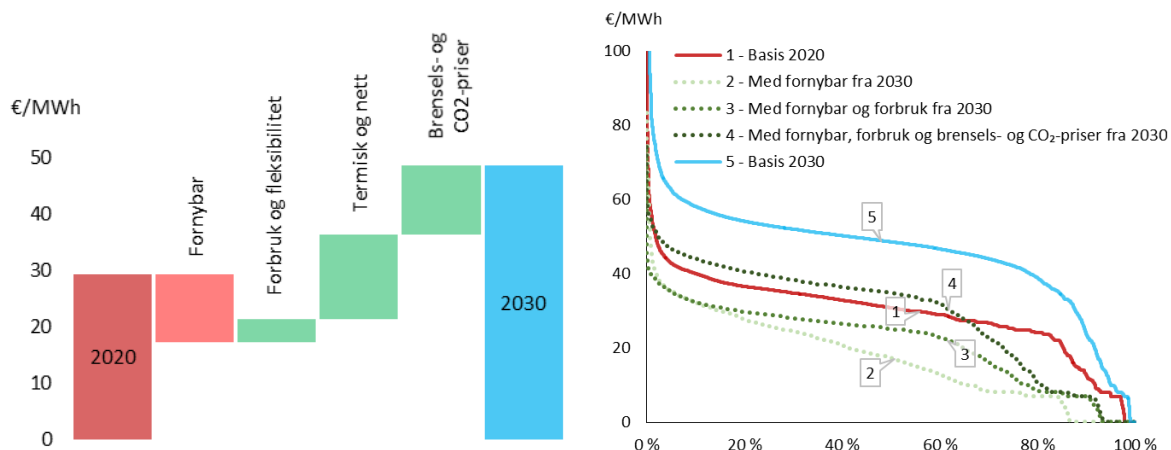
9.2 Økte priser til 2025-2030 – høyere marginkostnader og mer gasskraft på marginen

I perioden mellom 2020 og 2025-2030 forventer vi en markert økning i gjennomsnittlig kraftpris på kontinentet, på tross av stadig mer fornybar. I vårt forventningsscenario øker snittprisen i Tyskland med nesten 70 % fra 2020 til 2030. Hovedårsaken er vår forventning om økte gasspriser, høyere CO₂-pris og at gasskraft blir prissettende i en større andel av tiden når kjernekraft, kull og lignitt blir lagt ned. Snittprisen over året er omtrent på nivå med marginkostnadene i et CCGT-kraftverk. I Storbritannia holder prisene seg omtrent på dagens nivå. Dette gjør at prisene konvergerer til 2030 mot nivået i resten av Europa.



Figur 9-4: Marginkostnader for et typisk kull- og gasskraftverk og kraftpris i Tyskland.

Figur 9-5 og figur 9-6 illustrerer hvordan sentrale endringer i vårt forventningsscenario påvirker prisene i Tyskland i perioden fra 2020 til 2030. Øvelsen med å se på de isolerte effektene av endringer i produksjon, forbruk, brenselspriser og CO₂-priser gir oss et innblikk i hvordan de ulike faktorene påvirker prisene. Det er samtidig viktig å understreke at utviklingen skjer i et samspill der det er en betydelig avhengighet mellom de ulike endringene. Det er eksempelvis vanskelig å se for seg at fornybarutbyggingen vi forventer fra 2020 til 2030 kan skje uten at det kommer tilpasninger i form av nedleggelse i termiske verk og mer fleksibilitet i forbruket.



Figur 9-5: Trinnvis utvikling i simulerte priser fra 2020 til 2030 i Tyskland.

Figur 9-6: Varighetskurver for de ulike trinnene.

Utbyggingen av fornybar gir isolert sett en betydelig nedgang i prisene. Effekten dempes til en viss grad av at forbruket også øker. Det neste trinnet viser at nedleggelse av kull, lignitt- og kjernekraftverk løfter prisene betydelig til 2030. Dette skjer gjennom tre mekanismer:

1. Utfasing av kull og lignitt gjør at gasskraftverk blir prissettende i større andel av tiden. Dette løfter prisene fordi marginalkostnadene i gasskraftverk er høyere enn i kullkraftverk
2. Kjernekraft og lignitt er grunnlast med lave marginalkostnader og høy brukstid. Nedleggelse av slike kraftverk løfter derfor kraftprisene, spesielt i timer med lav pris.
3. Totalt sett synker termisk kapasitet. Dette gir strammere margin i timer med lite fornybar og høyere pristopper satt av gassturbiner, reserveaggregat og i noen tilfeller utkobling av forbruk

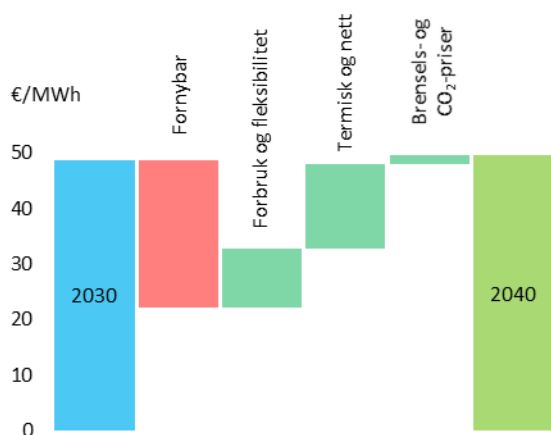
Til slutt bidrar økte brensels- og CO₂-priser til at prisene stiger til nivået vi har i 2030. Oppgangen i gassprisene fra 2020 til 2030 gjør at effekten av punkt 1. i listen over blir forsterket. Kullprisen blir mindre relevant mot 2030 i takt med utfasingen av kullkraft, med unntak av Øst-Europa.

Det at vi ikke får samme økning i gjennomsnittlig kraftpris i Storbritannia fra 2020 til 2030 skyldes for det første at gasskraft her allerede er prissettende i det meste av tiden. For det andre antar vi at den særegne britiske CO₂-skatten gradvis blir avvirket mot 2030. I sum er derfor CO₂-kostnaden britiske kraftverk må betale omtrent lik i 2020 og 2030

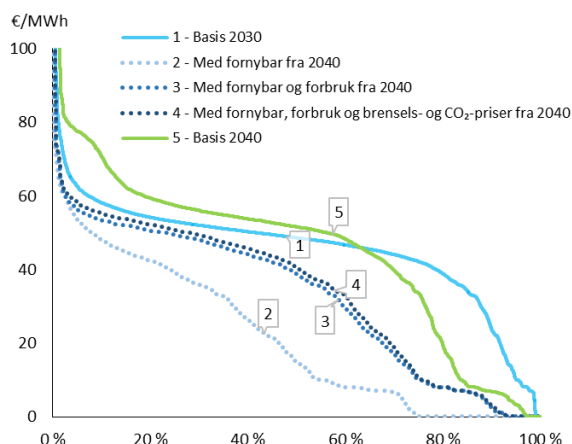
9.3 Stabile snittpriser mot 2040 på tross av raskere utbyggingstakt for sol og vind

Etter hvert som vi kommer lenger ut i tid blir utviklingen av både kraftsystemet og kraftprisene mer usikker. Vi drøfter dette nærmere i kapittel 16. I forventningsscenarioet har vi imidlertid rimelig stabile gjennomsnittlige kraftpriser på kontinentet og i Storbritannia i perioden 2030 til 2040.

I vårt forventningsscenario er prisene på gass og CO₂ sentrale for kraftprisene helt til 2040. Årsaken er at termiske kraftverk fortsatt er prissettende i en stor del av tiden, selv om sol og vind står for over 50 % av totalproduksjonen. I figur 9-4 ser vi at gjennomsnittlig kraftpris over året også i 2040 ligger nærme marginalkostnadene i et gasskraftverk. Samtidig får vi både større andel lave og høye priser. Effekten av disse utligner imidlertid hverandre i stor grad, slik at påvirkningen på snittet totalt sett blir liten. Vi kommer tilbake til hvordan dette påvirker variasjonen i prisene i delen om prisvolatilitet.



Figur 9-7: Trinnvis utvikling fra 2030 til 2040 for tyske gjennomsnittspriser.



Figur 9-8: Varighetskurver for de ulike trinnene.

Figur 9-7 og Figur 9-8 indikerer hvordan de ulike endringene i brennelsprisene, CO₂-prisen og kraftsystemet forøvrig påvirker kraftprisene på kontinentet fra 2030 til 2040 i basis. Sammenlignet med endringene til 2030 ser vi at fornybar isolert sett i enda større grad presser prisene nedover. Dette skyldes både raskere utbygging, og at virkningen av mer fornybar blir sterkere ettersom andelen øker.

Neste trinn i figuren viser hvordan økt forbruk og mer fleksibilitet motvirker effekten av mer fornybar. Til 2040 bidrar batterier og fleksibelt forbruk til økte kraftpriser gjennom å løfte prisene i timene med stor fornybarproduksjon.

Likevel er utfasingen av termisk grunnlast den faktoren som i størst grad bidrar til å dempe prispresset fra fornybar. I Basis har vi en netto reduksjon på 100 GW i termisk produksjonskapasitet fram mot 2040 i EU10. Dette inkluderer kjernekraft i mange land, lignitt i Tyskland og Øst-Europa, samt den resterende kullkraften i Vest-Europa. Dette gir mange flere timer der toppplastverk, som gasturbiner og diesellaggregat, setter prisen. Dette utligner i stor grad effekten av flere meget lave priser.

Marginalkostnadene i gasskraftverk er altså viktige for kraftprisen i 2040, men siden disse er omtrent stabile fra 2030 til 2040 forklarer de i mindre grad endringer i kraftprisene. I neste kapittel viser vi imidlertid at kraftprisene i vår forventning er like følsomme for endringer i gassprisen i 2040 som i 2030.

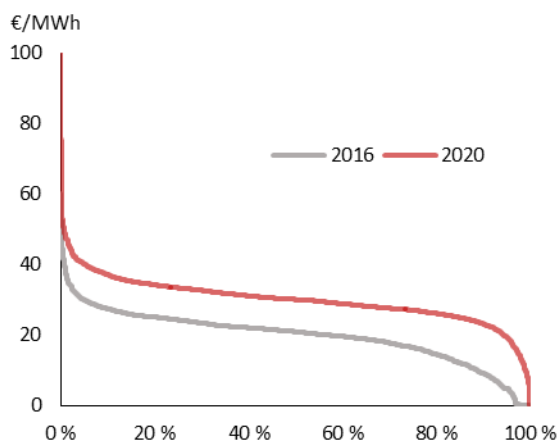
9.4 Nordiske priser følger oppgangen på kontinentet

Utfasing av kjernekraft og kabel til Storbritannia gir nordiske priser på nivå med tyske i 2020

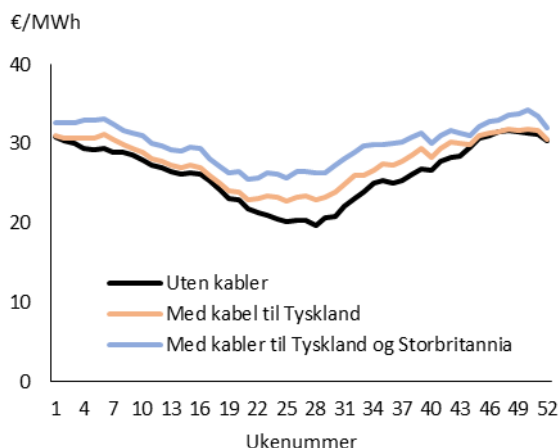
Det gjennomsnittlige kraftprisnivået i Norge og Norden følger i hovedsak prisene i Tyskland. De nye forbindelsene fra Norge til Tyskland og Storbritannia forsterker denne koblingen. En høyere utnyttelse av forbindelsene fra Sverige og Danmark til Tyskland vil bidra til det samme.³⁹

Selv om prisene i Norge og Norden er sterkt koblet til de kontinentale prisene gir variasjoner i tilsig og temperatur perioder med betydelige avvik fra prisnivået på kontinentet. Med utbyggingen av mer uregulert produksjon blir det større sannsynlighet for lave nordiske kraftpriser i sommerhalvåret de neste årene, sammenlignet med prisnivået i Tyskland og ellers på kontinentet. Effekten blir likevel midlertidig med nedleggelsen av 15 TWh svensk kjernekraft til 2020.

³⁹ Kapasiteten på disse forbindelsene er i dag betydelig redusert som følge av interne flaskehals i Tyskland.



Figur 9-9: Simulerte priser i basis 2016 og 2020 for Sør-Norge.

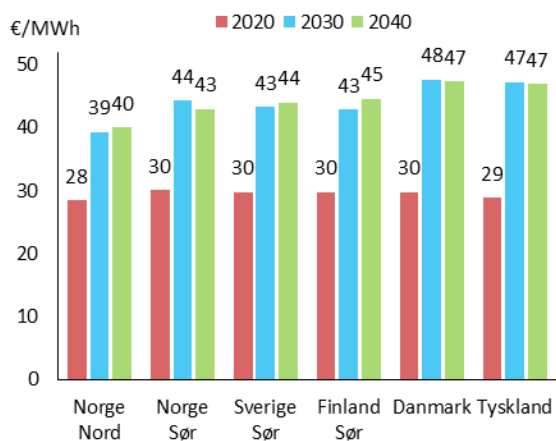


Figur 9-10: Gjennomsnittlige ukespriser i Sør-Norge for 2020 med og uten kabler til Tyskland og Storbritannia.

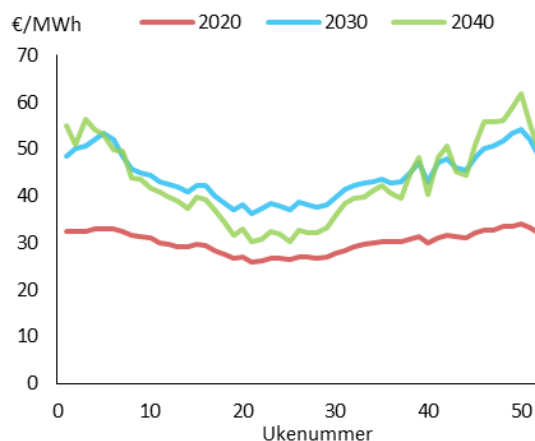
I Basis 2020 gir den nye kabelen til Tyskland en beskjeden økning med i overkant av 1 €/MWh i snittprisene i Norge og Norden. Prisene øker mest i sommerhalvåret, spesielt i nedbørsrike år. Forbindelsen til Storbritannia gir en noe større prisøkning på 2-3 €/MWh i 2020⁴⁰ på grunn av at det høye britiske prisnivået gir stor nettoeksport. Dette bidrar til at vi i 2020 har omtrent lik pris i gjennomsnitt i Tyskland og Norge. I sum er prisvirkningen av de to forbindelsene straks under 4 €/MWh. Dette er noe mindre enn hva vi tidligere har kommunisert⁴¹, som følge av at vi forutsetter et mer moderat nordisk kraftoverskudd og at prisnivået i Tyskland er redusert. Vi forventer imidlertid større priseffekt av kabelen til Tyskland etter 2020 som følge av et høyere prisnivå og mer uregulert produksjon i Norden.

Mot 2025-2040 øker norske og nordiske priser – men noe mindre enn på kontinentet

Stigende priser på kontinentet mot 2030 gir høyere priser også i Norge og Norden. Fra 2020 til 2030 øker gjennomsnittsprisen i Norge fra ca. 30 €/MWh til ca. 40-45 €/MWh. Mot 2040 synker norske priser med 1-2 €/MWh drevet av lave priser i sommerhalvåret.



Figur 9-11: Gjennomsnittspris 2020-2040 for utvalgte områder i Norden sammenliknet med tysk utvikling.



Figur 9-12: Gjennomsnittspris per uke over året i 2020, 2030 og 2040 i Sør-Norge.

⁴⁰ Vi har inkludert forbindelsen i vårt basisdatasett for 2020 selv om forbindelsen ikke er drift før litt senere.

⁴¹ I konsesjonssøknaden for NordLink og NSL estimerte vi at de to kablene ga en samlet effekt på 5 €/MWh i 2020.

Figur 9-12 viser at prisvariasjonen over året øker kraftig fra 2030 til 2040. I 2030 er snittprisene om sommeren ca. 10 €/MWh lavere enn vinterprisene. Til 2040 øker denne forskjellen til ca. 20 €/MWh i 2040. Hovedgrunnen er at den kraftige veksten i uregulerbar kraft, blant annet fra solkraft, gir lave priser i sommerhalvåret. På den andre siden øker snittprisene noe om vinteren. Årsaken er at antall tilfeller der Norge og Norden importerer kontinentale pristopper ved knapphet på effekt øker.

De lave prisene i sommerhalvåret fører til at gjennomsnittsprisen i Norge faller noe til 2040 til tross for at prisene på kontinentet og i Storbritannia er stabile. I 2030 ligger snittprisen i Sør-Norge ca. 2 €/MWh lavere enn tyske, mens dette øker til 5 €/MWh i 2040. Videre er hovedårsaken til at kraftprisene faller mer i Norge enn i resten av Norden er at overskuddet i Norge øker fra 9 til 18 TWh. Imidlertid blir større overskudd til en viss grad oppveiet av at vi til 2040 har lagt til en ny kabel til Storbritannia. Som vi viser i kapittel 11 øker denne forbindelsen norske priser med ca. 2 €/MWh i vårt forventningsscenario, primært gjennom å løfte prisene i sommerhalvåret.

Vi har relativt like priser i Norden i våre datasett. Vi ser en klar tendens mot at områdene i nord etter hvert i gjennomsnitt får lavere priser enn de i sør. Grunnen er både at kjernekraften legges ned og nye forbindelser sørover. I tillegg bygges det fornybar i overskuddsområdene i nord, spesielt i Sverige. Vi kommer tilbake til prisforskjeller i kapittel 15. Merk at prisforskjeller internt i Norge og Norden ikke er hovedfokuset i denne analysen, men trendene i markedet som påvirker prisene og dermed også prisforskjeller.

10 Prisvolatilitet i forventning

Den kortsiktige prisvolatiliteten på kontinentet er redusert de siste årene. Etter 2020 forventer vi at dette snur og at vi får gradvis økende prisvariasjon helt til 2040, både på kontinentet og i Storbritannia. Hovedårsakene til dette er en stadig økende andel fornybar kraftproduksjon, nedleggelse av termiske verk og økende brensels- og CO₂-priser. Mot 2040 ser vi at lagring demper variasjonen i prisene over døgnet. Samtidig er ikke veksten i lagringskapasitet stor nok til å utligne priseffekten av store variasjoner i vindkraftproduksjonen over lengre tidsperioder.

Vi venter også større kortsiktige svingninger i prisene i Norge og Norden. Årsaken er økt prissmitte fra kontinentet gjennom økt overføringskapasitet, lavere nordisk kapasitetsmargin⁴² og flere timer der kjernekraft og uregulert fornybar produksjon dekker hele forbruket.

10.1 Redusert volatilitet på kontinentet de siste årene

I årene fram til 2008 hadde de fleste landene på kontinentet en betydelig større kortsiktig prisvolatilitet enn i dag. Etter 2009 har imidlertid flere faktorer bidratt til mindre prisvolatilitet:

- Det er blitt en økende overkapasitet, spesielt i Tyskland
- Solkraft har kuttet prisene i de tradisjonelle peak-timene i perioden mars-oktober
- Lavere brenselspriser og likere marginalkostnad mellom kull- og gasskraft har gitt flatere tilbudskurve

Utbyggingen av fornybar har samlet sett ført til mindre prisvariasjon. Grunnen er at stor overkapasitet har redusert peak-prisene. Det beste eksempelet er Tyskland hvor den massive solkraftutbyggingen har ført til at timene midt på dagen, som før hadde de klart høyeste prisene, nå ofte har de laveste. Dessuten har solkraften gjort kurven for residualt forbruk⁴³ flatere, og dermed redusert behovet for opp- og nedregulering av termiske verk. Flere ekstra lave priser, i noen tilfeller også negative priser, har i liten grad motvirket trenden mot mindre volatilitet. En grunn er at effekten ekstra lave priser har på volatiliteten avtar når prisenivået synker. Fra 2011 til i dag har tyske priser blitt halvert.

Tidligere var den kortsiktige prisvolatiliteten nært knyttet opp mot variasjonene i forbruket over døgnet. Prisene var høyest midt på dagen og lave om natten. Dette mønsteret er fortsatt til stede, men har blitt vesentlig svakere. Samtidig er påvirkningen fra sol og vind mer tydelig, særlig i Tyskland.

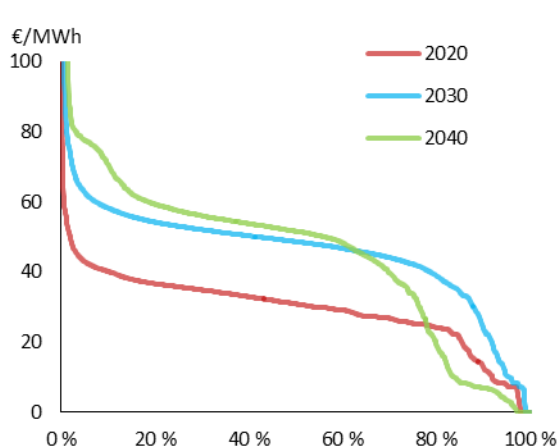
10.2 Trenden snur - økt volatilitet fra 2020 – tredeling av markedet

Vi forventer at trenden mot mindre prisvolatilitet på kontinentet snur i løpet av de kommende årene og at den vil øke betydelig etter 2020. Figurene under viser varighetskurver for kraftpris basert på alle simulerte værår for 2020, 2030 og 2040 i Tyskland og Storbritannia. En brattere kurve indikerer at prisvariasjonene øker. Dette kommer spesielt tydelig frem i Storbritannia der nivået endres mindre. Mot 2040 får vi en tydelig tredeling av markedet:

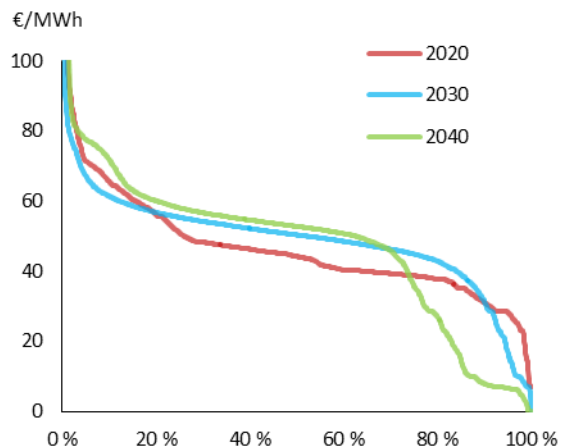
1. Øvre del: Prisen blir satt av fleksibelt forbruk med høy betalingsvillighet, nødstrømsaggregat og kraftverk med høye marginalkostnader. Skjer vinterstid i timer med høyt residualforbruk.
2. Midtre del: Vanlige termiske kraftverk er prissettende – moderat bidrag fra fornybar
3. Nedre del: Fornybar, kjernekraft eller fleksibelt forbruk med lav betalingsvillighet er prissettende - inntreffer når fornybarproduksjonen er relativt høy.

⁴² Differansen mellom tilgjengelig kapasitet i den samlede kraftverksparken og forbruket.

⁴³ Forbruk fratrukket samtidig bidrag fra fornybar.



Figur 10-1: Varighetskurve for kraftpris i Tyskland i Basis.



Figur 10-2: Varighetskurve for kraftpris i Storbritannia i Basis.

Mer vind, strammere margin og høyere marginalkostnader gir større variasjon i prisene

Mer fornybar gjør at kurven for residualt forbruk blir brattere, og variasjonene fra time til time som må utlignes blir etter hvert svært store. Hele, eller nesten hele forbruket, dekkes av fornybar i stadig flere timer. Dette gir flere timer med priser ned mot null eller negative priser om ikke systemet med feed-in tariffes endres raskt nok⁴⁴. Og siden allerede utbygd solkraft har kuttet peak-prisene såpass mye, blir virkningen av en videre utbygging langt mindre enn den vi til nå har observert. Ellers har Tyskland, landet med klart mest fornybar, til nå kunnet utjevne variasjonen i fornybarproduksjonen til dels gjennom import og eksport. Det blir vanskeligere når alle land får mer fornybar, og det samtidig er en betydelig korrelasjon i fornybarproduksjonen i store deler av Europa. Dette presser prisene videre ned i timer med høy fornybarproduksjon.

Mer fornybarproduksjon gir større overkapasitet og færre brukstimer for både kull- og gasskraft. Allerede i dag er inntjeningen til termiske kraftverk alt for lav for å få investeringer, og i mange tilfeller heller ikke tilstrekkelig til å dekke de fulle driftskostnadene for eksisterende kraftverk. I vårt forventningsscenario har vi derfor en netto reduksjon på i underkant av 100 GW termisk kapasitet mot 2040. Dette gir flere pristopper, noe som er nødvendig for at de gjenværende kraftverkene skal kunne få en tilstrekkelig inntjening, og for at det skal være lønnsomt å bygge nye gasskraftverk⁴⁵. Hvor tidlig vi får en større nedskalering av den samlede termiske produksjonskapasiteten er imidlertid et sentralt usikkerhetsmoment som vi kommer tilbake til i kapittel 11 og 14. I forventningsscenarioet vårt skjer dette gradvis men det kan også skje tidligere.

Selv om sol- og vindkraft blir stadig mer sentral driver for prisvolatiliteten viser våre analyser at marginalkostnadene for termiske kraftverk, og da særlig ulike typer gasskraft, fortsatt har stor betydning helt til 2040. Høyere marginalkostnader gir større differanse mellom timene med priser ned mot null og timene vanlige CCGT-kraftverk setter prisen. Dette ser vi tydelig i figurene over der midtpartiet i varighetskurvene, når gasskraft setter prisen, blir løftet etter 2020. Økte gass- og CO₂-priser øker dessuten marginalkostnadene mest i gassturbiner med lav virkningsgrad som setter prisen i timene med lite fornybar om vinteren.

⁴⁴ "Feed-in"-tariffer gir kraftverkseieren en garantert påslag på prisen per produserte enhet uavhengig av prisen i markedet. Kraftverkseierne har derfor ikke insentiv til å stoppe produksjonen når prisen blir null. De stopper ikke før prisen er negativ og like stor som tariffen.

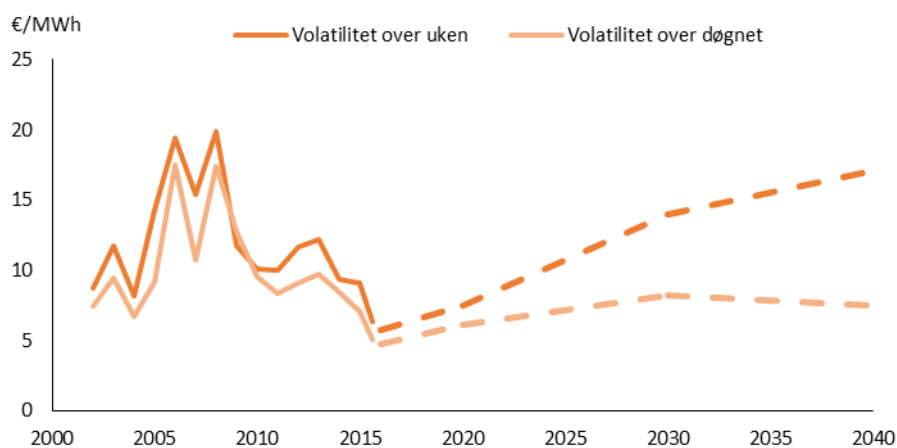
⁴⁵ Som drøftet i kapittel 7 legger vi til grunn at kapasitetsmarkeder bare dekker deler av inntektene til termiske kraftverk. Dette innebærer at en vesentlig andel av inntjeningen må komme fra det ordinære kraftmarkedet.

Økt volatilitet skyldes først og fremst perioder på flere dager i strekk med høye eller lave priser

Figur 10-3 viser hvordan den kortsiktige prisvolatiliteten i Tyskland har utviklet seg historisk de siste 15 årene, og hvordan den utvikler videre til 2040 i vårt forventningsscenario. Kurvene viser hvordan trenden mot lavere volatilitet snur i Tyskland. Dette er repetitivt for alle land på kontinentet og Storbritannia. Samtidig viser kurvene at volatiliteten i vårt forventningsscenario ikke øker utover nivået vi hadde i perioden fra 2005-2010.

Vi har to mål på den kortsiktige prisvolatiliteten. Enten beregnet som gjennomsnittlig absolutt differanse time for time målt mot gjennomsnittsprisen for det aktuelle døgnet eller den aktuelle uken. Målet på døgnavolatilitet fanger i stor grad opp variasjoner som skyldes endringer i forbruket, men også etter hvert bidraget fra solkraft. Til nå har kortsiktig prisvolatilitet i hovedsak vært drevet av dette.

Det andre målet fanger opp variasjoner av lenger varighet. Disse er primært drevet av ujevnt bidrag fra vind som ikke er korrelert med døgnet. Etter hvert som andelen vind øker gir dette perioder med lave og høye priser med varighet fra under et døgn til over en uke. Kurvene i Figur 10-3 viser tydelig at hovedårsaken til at prisene på sikt vil variere mer enn i dag er drevet av denne typen variasjon.



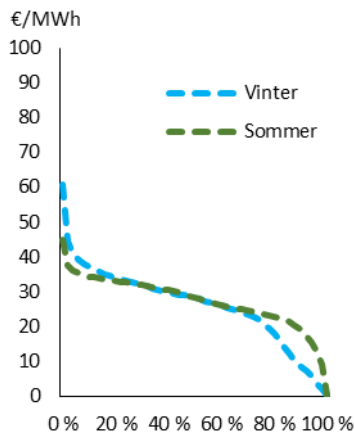
Figur 10-3: Prisvolatilitet målt over døgnet og uken for Tyskland. Historiske priser 2002-2015 og simulerte priser 2016-2040 i basisdatasettene. Prisvolatiliteten over uken er utregnet ved å ta gjennomsnittsavviket for priser time for time i en uke og deretter gjennomsnittet av alle ukene.

Når det gjelder den tradisjonelle volatiliteten over døgnet øker også denne noe til 2030. Årsaken er både høyere prisnivå som følge av høyere marginalkostnader og overgang til gass, men også flere pristopper som følge av strammere margin. På enda lenger sikt ser vi imidlertid at denne trenden snur ettersom bidraget fra batteri og lagring blir stort. Batterier er for eksempel effektive for å utjevne prisene over kortere perioder. Derfor blir langvarige prisvariasjoner som følge av ujevnt bidrag fra vind viktigere for kraftprisene enn variasjoner over døgnet i forbruk og solkraftproduksjon.

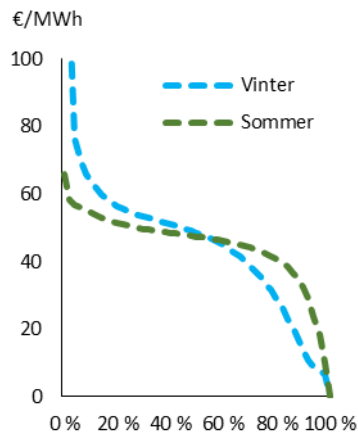
Stor variasjon i prisene om vinteren, liten om sommeren

Med fornybarutbyggingen de siste årene har vi fått en utvikling der den kortsiktige prisvolatiliteten er størst på vinteren, i perioden november til februar. Dette skyldes at det statistisk sett er større og mer variabel vindkraftproduksjon i denne perioden, samt at solkraftproduksjonen er lav. Dette gir flere timer med meget lave priser, men også flere pristopper, selv om disse er kraftig redusert de siste årene. Parallelt gir mer produksjon fra solkraft og mindre vindkraft lavere pristopper og færre timer med ekstra lave priser på sommeren. Mot 2030 og 2040 viser våre simuleringer at trenden med mer prisvolatilitet på vinteren blir forsterket. Dette ser vi tydelig i varighetskurvene under der kurvene for vinterprisene viser en stadig større variasjon enn sommerprisene, etter hvert som vi beveger oss mot

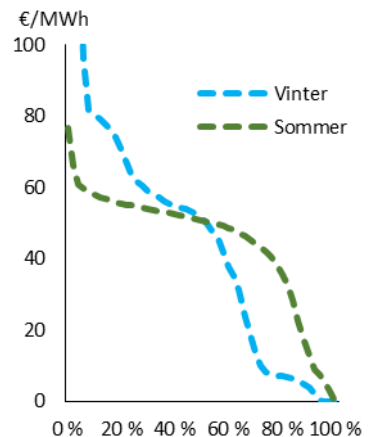
2040. Etter hvert som batterikapasiteten øker i vårt basisscenario bidrar også dette til større forskjell sommer og vinter. Dette skyldes at batteriene i større grad klarer å jevne ut variasjonene i solkraftproduksjonen sommerstid enn de større og mer langvarige variasjonene i fra vindkraft på vinteren.



Figur 10-4: Varighetskurve for kraftpris i Tyskland, Basis 2020.



Figur 10-5: Varighetskurve for kraftpris i Tyskland, Basis 2030.

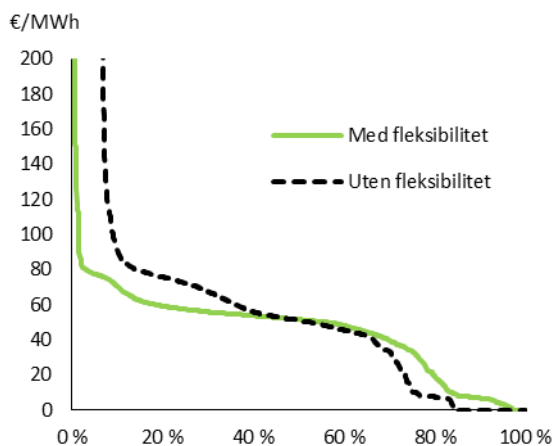


Figur 10-6: Varighetskurve for kraftpris i Tyskland, Basis 2040.

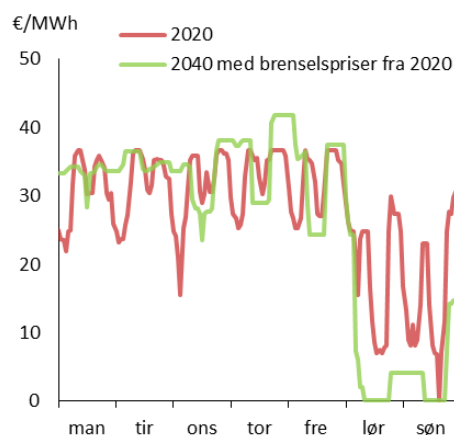
Mer lagring og forbruksfleksibilitet demper volatiliteten men forhindrer ikke vekst

Våre analyser og simuleringer viser at det er behov for vesentlig mer fleksibilitet fra forbruk og ulike former for lagring, hvis fornybarutbyggingen skal kunne fortsette i det omfanget vi legger til grunn. I vårt basisscenario får derfor fleksibelt forbruk og lagring en stadig mer sentral rolle mot 2040. Forbruk kobler både ut i knapphetssituasjoner og forbruker mer i timer der fornybar dekker hele eller store deler av forbruket. Batterier med mye effekt utjevner i stor grad kortsiktige variasjoner fra solkraftproduksjon. Vi har også forutsatt en vekst innen ulike typer storskala lagring, som bidrar til å jevne ut større og mer langvarige variasjoner i vindkraft. Begge deler gir isolert sett mindre prisvariasjon.

Figur 10-7 viser varighetskurven for pris i forventning 2040 sammenlignet med en simulering hvor vi har fjernet fleksibiliteten fra lagring og forbruk. Sensitiviteten uten fleksibilitet er åpenbart ikke et relevant scenario i seg selv, men illustrerer hvor viktig denne er i vårt forventningsscenario.



Figur 10-7: Varighetskurve for kraftpris i Tyskland i Basis 2040 og en versjon der vi fjernet all forbruksfleksibilitet og lagring.



Figur 10-8: Tysk kraftpris en tilfeldig sommeruke i Basis 2020 samt i Basis 2040 simulert med brenselpriser fra 2020.

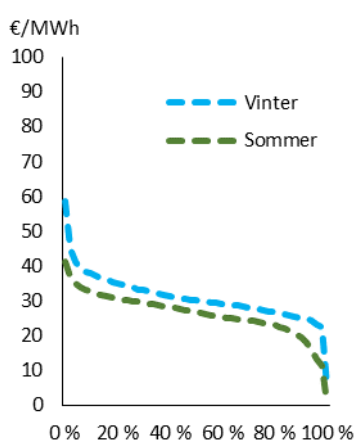
Samtidig er det etter vår vurdering lite sannsynlig at lagring og mer fleksibelt forbruk kan forhindre at den samlede prisvolatiliteten øker på sikt. Figur 10-8 illustrerer hvordan prisvolatiliteten i en tilfeldig sommeruke endres fra 2020 til 2040. Vi har simulert med lik brenselpris i 2040 som i 2020, for å vise poenget tydeligere. I starten av den aktuelle uken ser vi at prisen er nesten flat i 2040 på tross av betydelig mer fornybar. I helga når produksjonen av fornybar blir langt større sammenlignet med i 2020 blir likevel prisen både større og av lenger varighet.

Vi har gjennomført flere sensitivitetsanalyser for både 2030 og 2040 der vi har lagt inn mye mer batterikapasitet og andre former for fleksibilitet enn hva vi har forutsatt i Basis. Simuleringsresultatene viser at det kan være teknisk mulig å unngå en økning i volatiliteten, om vi bare får inn tilstrekkelige mengder fleksibilitet med lave driftskostnader. Samtidig ser vi at det da blir en veldig stor overkapasitet på fleksibilitet i store deler av året som utjevner variasjonene i pris. Simulert lønnsomhet av å investere i nye batterier eller andre former for fleksibilitet blir da så lav at det sannsynligvis ikke er økonomisk gjennomførbart. Mot 2040 vil det dessuten trolig være behov for store mengder forbruk som kun slår inn i et fåtall timer per år, om det skal være mulig å unngå nullpriser i timer med den høyeste fornybarproduksjonen. I sum gir dette økt prisvolatilitet ettersom fornybarandelen øker.

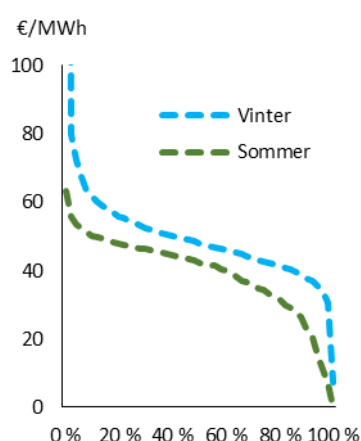
10.3 Prisvolatiliteten øker også i Norge og Norden

Vi forventer økt kortsiktig prisvolatilitet også i Norge, Sverige og Finland mot 2030-2040. En viktig årsak er at uregulert produksjon vokser kraftig, mens kjernekraft og termisk legges ned. Økt volatilitet på kontinentet etter 2020 smitter også over på norske priser. I tillegg får vi større overføringskapasitet mellom de vannkraftdominerte delene av Norden, det vil si Norge og Nord-Sverige, og resten av Norden, kontinentet og Storbritannia. I sum gjør dette at samspillet mellom effektsituasjonen i Norden og prisene på kontinentet time for time blir mer viktig.

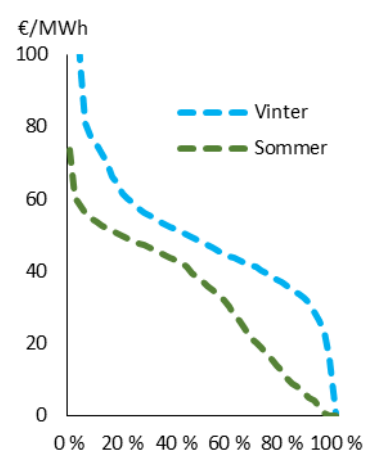
I Norge er prisene i utgangspunktet stabile over kortere perioder som for eksempel et døgn eller en uke, mens nivået varierer over tid med tilsiget og andelen uregulert produksjon. Kortsiktig volatilitet som skyldes at prisene enten er lavere eller høyere enn vannverdiene i de regulerte vannkraftverkene er derfor i stor grad importert fra nabolandene. Det betyr at prisendringene på kontinentet i vårt lave og høye scenario smitter inn i Norge.



Figur 10-9: Varighetskurve for kraftpris i Norge, Basis 2020.



Figur 10-10: Varighetskurve for kraftpris i Norge, Basis 2030.

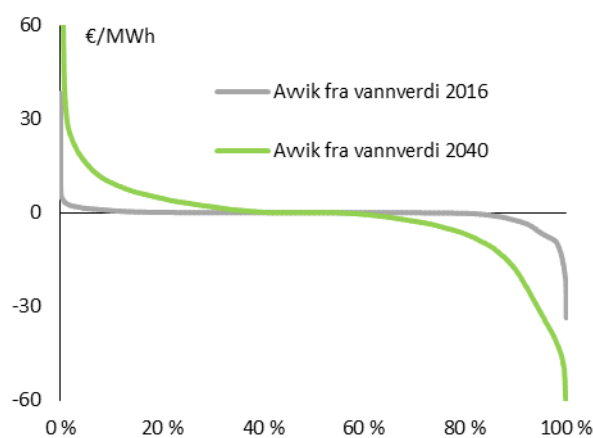


Figur 10-11: Varighetskurve for kraftpris i Norge, Basis 2040.

Færre timer der vannverdier setter prisene og større forskjeller i vannverdier mellom ulike magasin
 Det normale er i dag at prisen i Norge blir satt av vannverdier i regulerte magasinverk. Varighetskurven under viser hvor ofte vår simulerte kraftpris i 2016 og 2040 for Sør-Norge avviker fra vannverdien i

samme time. Vi ser at simulerte priser i 2016 i relativt få timer avviker signifikant fra vannverdien. Til 2040 ser vi derimot at antall timer der prisen avviker fra vannverdien øker mye. Dette gjelder både i timer der prisen er høyere og lavere enn vannverdien. Da vannverdien er stabil over uka gir dette signifikant økning i prisvariasjon på kort sikt.

Det er flere svakheter i vår modell som fører til at simulerte priser varierer for lite. Årsaken er både at prisene i virkeligheten oftere avviker fra vannverdi og at vannverdiene er for like mellom ulike magasin. Variasjon i prisene som skyldes det sistnevnte fanges ikke opp i figur 10-12. Utviklingen mot 2040 gjør at det blir større forskjeller i vannverdiene i magasin med ulik brukstid. Dette vil igjen øke prisvolatiliteten mer enn simuleringene viser. Når det gjelder timer der pris avviker fra vannverdi er det spesielt antall timer vi importerer toppplastprisene fra nabolandene at simuleringene underdriver. Likevel viser disse en tydelig trend mot mer prisvariasjon som følge av direkte import av både lave og høye priser, samt at uregulert produksjon internt i Norden setter prisen.



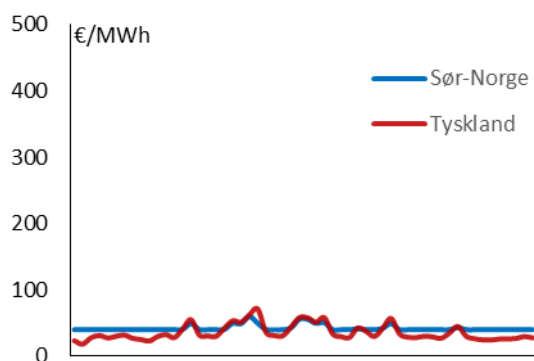
Figur 10-12: Figuren viser avviket mellom simulert kraftpris i Sør-Norge og vannverdien i området time for time i 2016 og 2040. Positive verdier viser timer det kraftprisen er høyere enn vannverdien, og negative verdier viser timer der prisen er lavere enn vannverdien. I timer med null avvik setter vannverdien prisen direkte.

Effektknapphet om vinteren gir import av europeiske priser

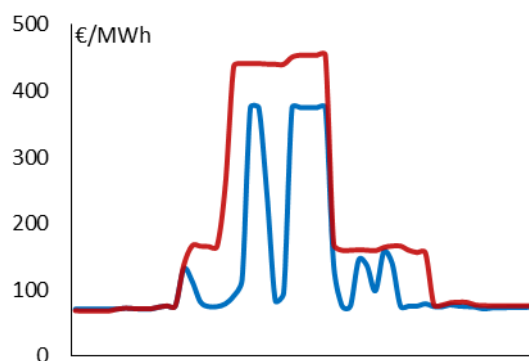
Knapphet på effekt vinterstid er en viktig årsak til økt prisvolatilitet. Det betyr at installert produksjonseffekt på norsk og nordisk side ikke er tilstrekkelig til å kunne ha full eksport på alle kanaler, og samtidig dekke det interne forbruket. Typisk gir dette kortvarige pristopper opp mot kontinental pris og dermed mindre eksport. Dette skjer på mange vinterdager allerede i dag, men i fremtiden vil det inntreffe mer hyppig og gi høyere pristopper:

- Økt overføringskapasitet ut av Norge gir økt etterspørsel etter norsk effekt
- Nedleggelse av kjernekraft øker etterspørselen etter norsk effekt fra Sverige
- Mer vind- og småkraft og forbruksvekst i Norge svekker isolert sett effektbalansen
- Europeiske pristopper blir vesentlig høyere mot 2030 og 2040

Figur 10-13 og figur 10-14 viser hvordan dette slår ut i den samme simulerte væruka i 2020 og 2040. I 2020 følger norske priser tyske opp i flere høylasttimer, men effekten blir moderat fordi pristoppene i Tyskland er lave. Når pristoppene i Tyskland og andre naboland øker, gir dette direkte effekt på norske priser. I vårt scenario har vi i timer med de høyeste prisene at utkobling av industrilast i Norge setter prisen også her. Utkoblingspriser for norsk industri blir da et pristak. Både hvilke priser industrien kobler ut på og hvor ofte det skjer er usikkert. Det siste avhenger blant annet av hvor ofte det oppstår pristopper rundt oss, og investeringer i effekt og andre typer fleksibilitet i Norge.



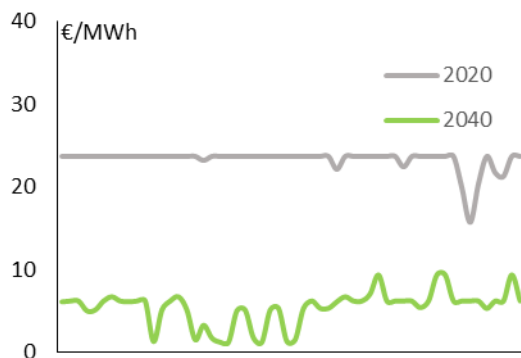
Figur 10-13: Simulerte priser i en tilfeldig vinteruke i 2020. Perioder med høyt forbruk gir kortvarige pris-topper i Norge. Peakprisene i Tyskland er prissettende.



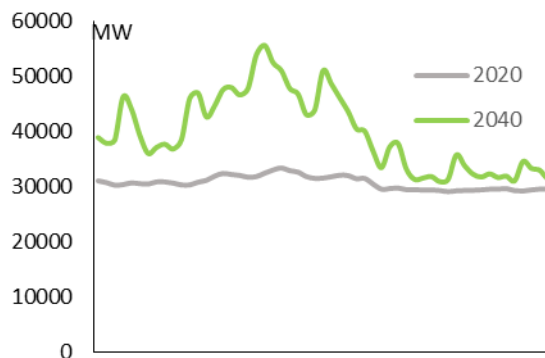
Figur 10-14: Simulerte priser i en tilfeldig vinteruke i 2024. Perioder med høyt forbruk gir kortvarige pris-topper i Norge. Peakprisene i Tyskland eller utkobling av industri setter prisen.

Uregulerbar fornybar, kjernekraft eller billig import setter prisen direkte i flere timer

Antall timer der uregulert produksjon, kjernekraft eller billig import gir lave priser øker markant mot 2040. Disse timene inntreffer primært i sommerhalvåret når forbruket er lavt og bidraget fra uregulert vannkraft samtidig er høyt. Dette gir normalt et kortvarig prisfall, ofte ned mot null, men mot 2040 blir periodene av lenger varighet. Vi ser også at mer solkraft gir prisdipper på dagen også i Norge og Sverige selv om den samlede kraftproduksjonen fra solkraft er beskjeden. Figur 10-15 viser prisene for den samme sommeruka i 2020 og 2040. I 2020 setter lave vannverdier prisen på hverdager, men det oppstår prisdipper ned mot utkoblingsprisen for kjernekraft i helgen når forbruket er lavere. I 2040 derimot er den uregulerte produksjonen så høy at prisen blir satt av kjernekraft, mens i timer med lavt forbruk eller mye vind blir prisen satt av uregulert produksjon internt i Norden og prisen blir null.



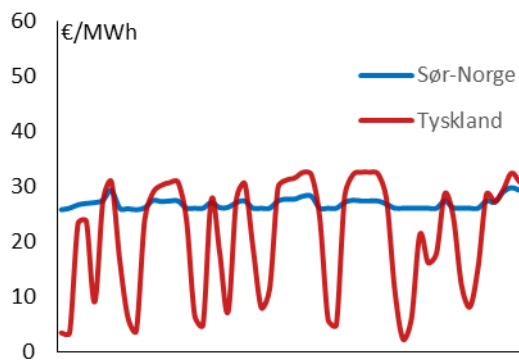
Figur 10-15: Priser i Sør-Norge fra tilfeldig sommeruke i 2020 og 2040.



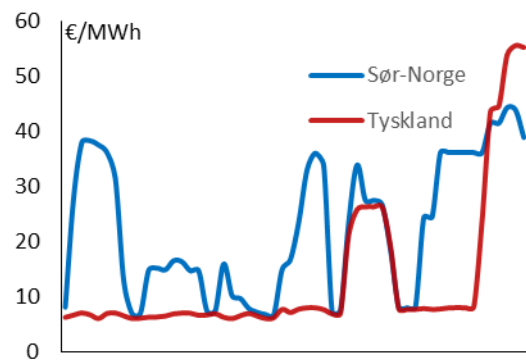
Figur 10-16: Uregulerbar produksjon i Norden i samme uke.

Timer med lave kraftpriser på kontinentet oppstår primært om vinteren. Disse smitter i mindre grad inn på norsk pris, siden regulert vannkraft normalt setter prisen i disse periodene. Likevel ser vi at antall timer med ekstra lave priser øker vinterstid mot 2040. Dette skjer når uregulert produksjon i Norden og import dekker hele forbruket. Figur 10-17 og figur 10-18 illustrerer poenget med den samme vøruka simulert i 2020- og 2040-datasettet. I 2020 setter vannverdi prisen gjennom hele uka, mens i

2040 følger norske priser de tyske ned i de fleste timer. Dette er altså ikke normalen, men noe vi ser skjer stadig oftere.



Figur 10-17: Priser i Sør-Norge og Tyskland fra en tilfeldig vinteruke i 2020.



Figur 10-18: Priser i Sør-Norge og Tyskland fra den samme vinteruken i 2040.

Mer effekt og pumper kan dempe variasjonen i norske priser

Større svingninger i kraftprisene gjør det mer lønnsomt å investere i mer effekt og nye pumpekraftverk i vannkraftsystemet. Det kan også bidra til mer forbruksfleksibilitet og kanskje også gjøre det lønnsomt å installere batterier. I sum kan dette dempe prisvolatiliteten, men det er usikkert hvor mye. I vårt forventningsscenario har vi en viss økning i forbruksfleksibiliteten blant annet ved en betydelig fleksibilitet i forbruket fra elbiler. Vi har imidlertid ikke lagt til grunn noen større endringer i kapasiteten i vannkraftsystemet og heller ikke noen nye pumpekraftverk. Dette er drøftet nærmere i kapittel 14.

11 Sentrale usikkerhetsmomenter

Det er stor usikkerhet rundt den framtidige utviklingen av kraftprisene, både når det gjelder gjennomsnittlig nivå og volatilitet. I dette kapittelet viser vi et utvalg sensitivitetsanalyser for å illustrere hvordan endringer i sentrale forutsetninger slår ut på kraftprisene i Europa og Norden.

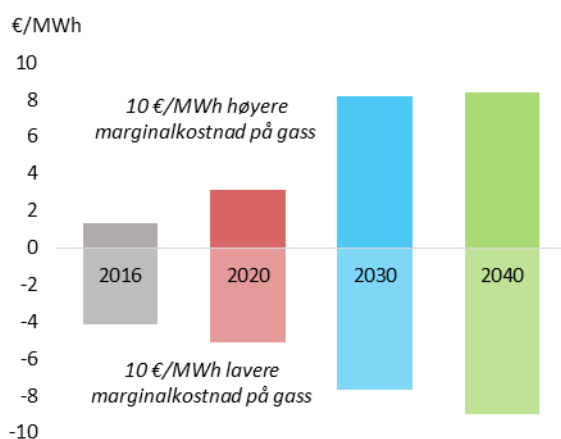
- Brensel og CO₂
- Fornybarandel på kontinentet
- Kapasitetsmargin
- Lagring og fleksibilitet
- Kraftbalanse og kabler i Norden

Sensitivitetene vi presenterer her dekker naturlig nok ikke all usikkerhet i vårt forventningsscenario, og listen er heller ikke utfyllende. Usikkerhet og utfallsrom drøftes videre i kapittel 12 og 13.

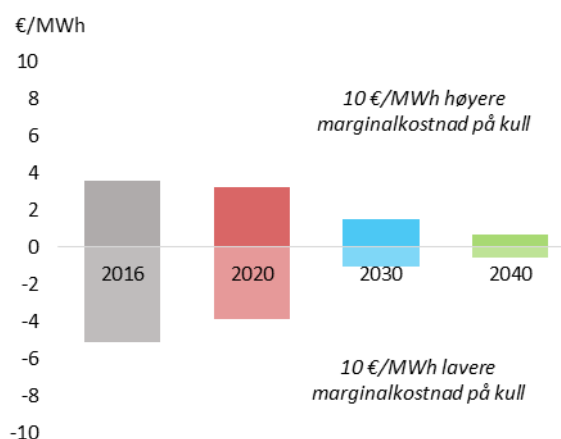
Sensitiviteter er nyttig for å illustrere usikkerheten i viktige forutsetninger rundt et arbeidspunkt. Resultatene bør samtidig tolkes med noe forsiktighet. For det første er resultatene avhengig av utgangspunktet. Størrelsen på av effektene kan derfor ikke automatisk generaliseres til å gjelde for andre scenarier. For det andre kan endringene vi legger inn medføre andre tilpasninger. Dette er spesielt relevant når man gjør endringer som isolert sett får en stor innvirkning på lønnsomheten av andre investeringer i kraftmarkedet. Ett eksempel er innføring av batterier. En betydelig endring i batterikapasitet ut ifra hva vi forutsetter i forventning vil påvirke lønnsomheten av termiske verk og andre typer fleksibilitet, og derfor gi en annen balanse i kraftmarkedet.

11.1 Brensels- og CO₂-priser har stor betydning helt til 2040

Det er stor usikkerhet rundt fremtidige brensels- og CO₂-priser (drøftet i kapittel 6). Samtidig har disse stor påvirkning på kraftprisene, og er derfor kanskje den mest sentrale usikkerhetsfaktoren for utviklingen av kraftprisene mot 2040. Eksempelvis vil et tenkt tilfelle der prisene på kull, gass og CO₂ forblir uforandret fra i dag til 2040, redusere tysk snittpris fra ca. 50 til i overkant av 30 €/MWh i 2040.



Figur 11-1: Endring i tysk gjennomsnittspris ved å isolere effekten av 10 €/MWh endret marginalkostnad for gass.



Figur 11-2: Endring i tysk gjennomsnittspris ved å isolere effekten av 10 €/MWh endret marginalkostnad for kull.

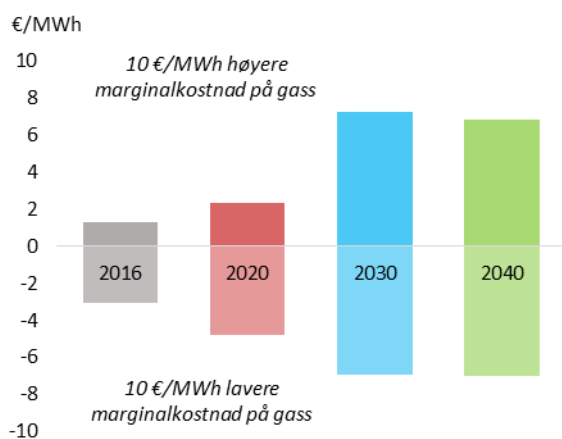
Figurene over viser hvor mye en økning på 10 €/MWh i marginalkostnad for gasskraft og kullkraft endrer kraftprisene i 2016, 2020, 2030 og 2040 i Tyskland. Det kan virke ulogisk at kraftprisene synes mindre følsomme for endringer i brenselspriser i dag og i 2020, sammenlignet med i 2040. Årsaken er

at frem til 2020 gir omtrent like marginalkostnader mellom kull og gass, sammen med store muligheter til å flytte produksjon mellom kull- og gasskraftverk, lite følsomme kraftpriser. Skulle derimot marginalkostnadene i både kull- og gasskraft øke med 10 €/MWh vil kraftprisene øke tilsvarende.

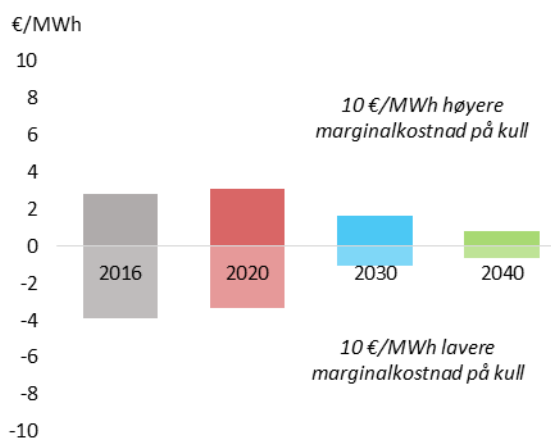
Etter hvert som kullkraft legges ned øker følsomheten for endringer i gassprisen. I både 2030 og 2040 gir en 10 €/MWh endring i marginalkostnadene for gass en ca. 8 €/MWh endring i gjennomsnittlig kraftpris over året. I 2030 og 2040 tilsvarer en 10 €/MWh endring i marginalkostnadene for gasskraft omtrent en 30 % endring i gassprisen. Dette er godt innenfor utfallsrommet vi bruker i vårt lave og høye scenario. Kvotepriisen må stige med 33 €/tonn, eller over 100 % fra forventning, for å se en tilsvarende økning i marginalkostnadene. Kullkraft har i vårt forventningsscenario kun marginal innvirkning på kraftprisene etter 2030. Unntaket er deler av Øst-Europa der kullandelen holder seg lenger.

Frankrike planlegger å innføre et nasjonalt prisgulv på 30 €/tonn CO₂ i 2017. Tiltaket vil imidlertid i liten grad påvirke kraftprisene, verken i Frankrike eller i nabolandene. Grunnen er at landet har få kull- og gasskraftverk, og fordi avgiften kun blir lagt på kullkraft slik forslaget ser ut per september 2016. Et lignende tiltak i Tyskland ville derimot hatt stor påvirkning på kraftprisene på hele kontinentet og i Norden. Våre simuleringer indikerer at et prisgulv på 30 €/tonn i både Frankrike og Tyskland ville øke kraftprisen på kontinentet med 3-5 €/MWh og i Norden med 2-3 €/MWh. Så langt har imidlertid tyske myndigheter vært avvisende til det franske initiativet.

Gjennomsnittlig kraftpris i Norge og Norden er langt på vei bestemt av nivået på kontinentet. Det betyr at norske priser er omtrent like sensitive for endringer i brensels- og CO₂-prisene som tyske. Mot 2040 blir imidlertid nordiske priser noe mindre følsomme for endringer i marginalkostnader for gasskraftverk enn på kontinentet. Årsaken er at nordiske priser i sommerhalvåret i større grad er på nivå med lavpristimene på kontinentet. Disse blir i mindre grad bestemt av marginalkostnadene i gasskraftverk.



Figur 11-3: Endring i norsk gjennomsnittspris ved å isolere effekten av 10 €/MWh endret marginalkostnad for gass.

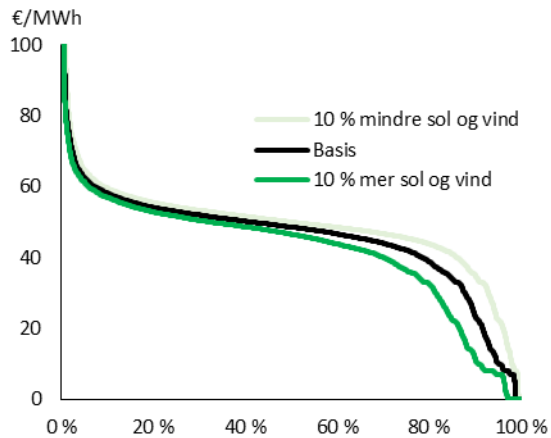


Figur 11-4: Endring i norsk gjennomsnittspris ved å isolere effekten av 10 €/MWh endret marginalkostnad for kull.

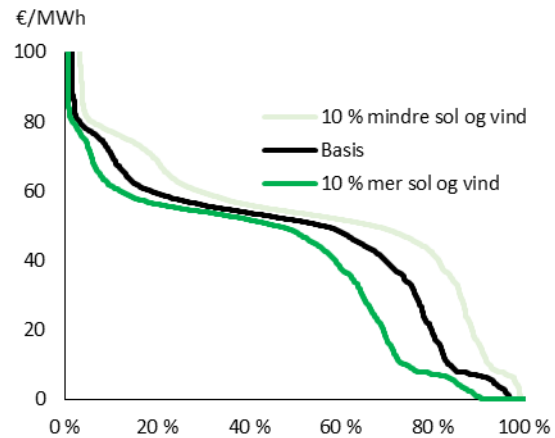
11.2 Fornybarandelen på kontinent påvirker kraftprisen stadig mer

Vi forventer at andelen sol- og vindkraft på kontinentet øker kraftig til 2040. Samtidig er det usikkert hvor raskt utbyggingen vil skje. De fleste eksterne analyser som ser på hvordan EU kan nå sine langsiktige utslippsmål peker på en fornybarandel på mellom 50-90 % i kraftsektoren til 2050. I vårt forventningsscenario har vi 60 % i 2040, der sol og vind utgjør 50 %. Vi gjort simuleringer der vi henholdsvis har redusert og økt utbyggingen av sol og vind på kontinentet med 10 % i 2030 og 2040. Dette tilsvarer ca. 75 TWh i 2030 og 120 TWh i 2040. Norden er beholdt uforandret fra forventning.

I 2030 påvirker endringer i fornybarandelen primært timene med de laveste prisene. Mer fornybar gir både lavere snittpriser og større variasjon som følge av at det oppstår flere timer med svært lave priser. Timene med høyest pris blir i liten grad endret. I 2040 er virkningene naturlig nok større både siden fornybarandelen er høyere og fordi en endring på 10 % utgjør flere TWh. Igjen er virkningene størst i timene med de laveste prisene, men nå får vi også endringer i timene med de høyeste prisene. Resultatene bør imidlertid ikke tolkes bokstavelig da såpass store endringer i pris påvirker andre variabler, for eksempel utviklingen i den termiske kraftverksparken.

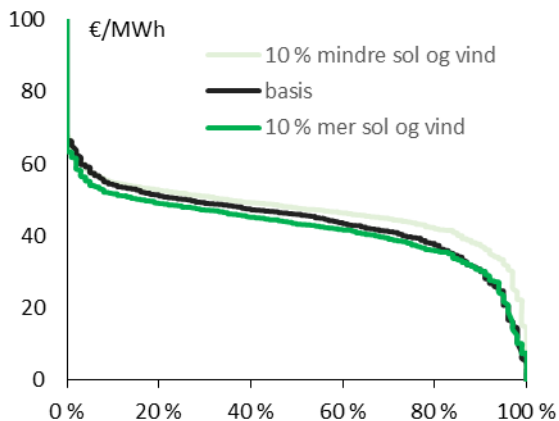


Figur 11-5: Prisvarighetskurve for Tyskland 2030 med 10 % mer eller mindre installert effekt fra sol og vind.

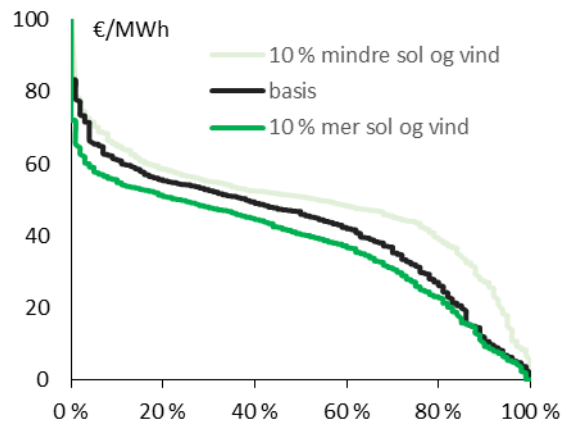


Figur 11-6: Prisvarighetskurve for Tyskland 2040 med 10 % mer eller mindre installert effekt fra sol og vind.

Kurvene under viser hvordan mer fornybar på kontinentet slår ut på norske priser. Alle forhold på nordisk side er uendret fra forventning. Vi ser at mindre fornybar i større grad drar opp norske priser enn mer fornybar presser ned prisene. Virkningene er dessuten ikke symmetriske. Mindre fornybar løfter i stor grad de laveste prisene, mens mer fornybar har en jevnere påvirkning på alle priser.



Figur 11-7: Prisvarighetskurve for Norge 2030 med 10 % mer eller mindre installert effekt fra sol og vind.



Figur 11-8: Prisvarighetskurve for Norge 2040 med 10 % mer eller mindre installert effekt fra sol og vind.

11.3 Kapasitetsmargin og sammensetning av kraftverkspark

I basis legger vi til grunn at dagens overkapasitet i det kontinentale markedet gradvis forsvinner. Dette innebærer at det etter hvert oppstår pristopper som gjør at termiske verk får en betydelig inntjening fra eksisterende day-ahead- og balansemarkeder. Samtidig forutsetter vi en viss inntjening fra

kapasitetsmarkeder. Vi har derfor ikke en ren langsiktig markedsbalanse kun drevet av tilbud og etterspørsel i eksisterende kraftmarkeder. Her er det imidlertid mange usikkerhetsmomenter.

På den ene siden kan vi få et strammere kontinentalt marked med flere og høyere pristopper, om vi får en raskere nedskalering av den termiske produksjonskapasiteten. Motsatt kan vi få færre og lavere pristopper hvis blant annet Tyskland⁴⁶ snur og innfører kapasitetsmarked, og at kapasitetsmarkeder både i Tyskland og ellers i Europa bidrar med en større del av de nødvendige inntektene til kraftverkene som deltar i kraftmarkedet, enn hva vi har antatt. I tillegg til dette er det en rekke andre faktorer som bidrar med usikkerhet rundt kapasitetsmargin og pristopper:

- Når kapasitetsmarginen blir mindre kan uventede hendelser gi flere timer med ekstra høy pris enn hva vi får fram i våre modellsimuleringer.
- Andre volumer og kostnader på forbruksfleksibilitet og lagring kan endre resultatene.
- Investeringsbeslutninger for nye kraftverk blir tatt mange år før idriftsettelse. Før kraftverkene blir satt i drift kan det inntreffe hendelser både på forbrukssiden, innenfor lagring og utbyggingen av fornybar som påvirker prisdannelsen i timene med de høyeste prisene.

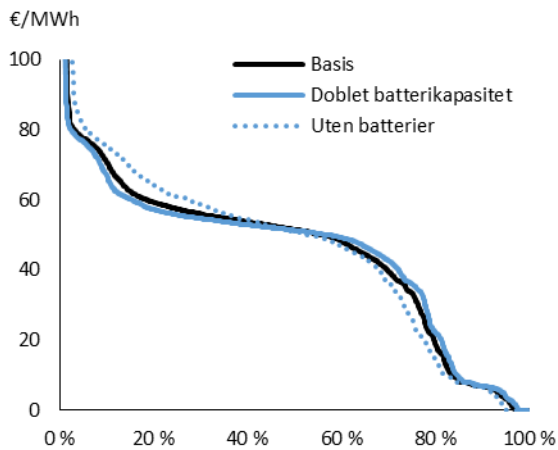
Det er mye usikkerhet knyttet til de framtidige kapasitetsmarginene. Her nøyer vi oss med å gå gjennom to sensitiviteter. I den ene har vi fjernet pristoppene i basisdatasettet for 2040 ved å legge til flere termiske verk. Uten pristopper utover marginalkostnadene til CCGT faller snittprisen fra med 49 til 43 €/MWh i 2040 i Tyskland, og vi får vesentlig mindre prisvolatilitet. Det er trolig lite realistisk å komme i en situasjon med så stor overkapasitet som vedvarer over tid. Samtidig illustrerer det et scenario der kraftverkene får større inntekter fra kapasitetsmarkeder, eller en situasjon der det er stor overkapasitet slik som i dag. Den enorme veksten i fornybar vi har år for år øker sannsynligheten for vedvarende overkapasitet i markedet.

I vårt basisscenario faller installert effekt i kullkraft i EU10 fra 100 til 55 GW mellom 2020 og 2030. Hvis vi beholder samme mengde kullkraft i 2030 som i 2020, reduserer dette prisen med 4-5 €/MWh i forhold til basis i timene der vanlige termiske verk setter prisen.

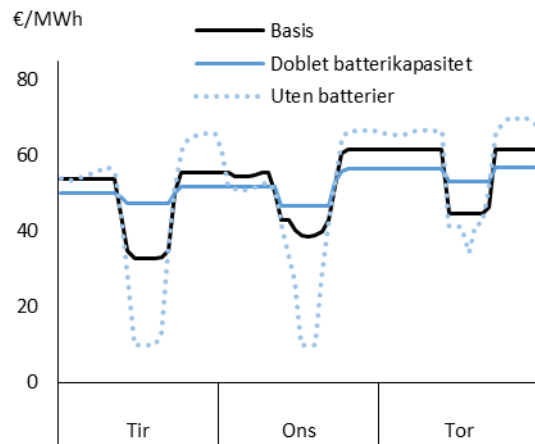
11.4 Lagring og fleksibilitet

Vi ser tydelig at lagring og ulike typer fleksibilitet på forbrukssiden blir sentralt i et kraftmarked med stor andel sol og vind. I kapittel 14 vil vi se nærmere på samspillet mellom lagring, forbruksfleksibilitet og fornybar. Her vil vi illustrere en enkel sensitivitet der vi har doblet mengden batteri i våre basisdatasett for 2030 og 2040. Dette tilsvarer henholdsvis 135 GWh og 540 GWh lagringskapasitet. Det er vanskelig å isolere effekten av ulike typer lagring fordi lagring i så stor grad påvirker lønnsomheten av å investere i termiske kraftverk, som igjen vil forskyve den langsiktige markedsbalansen.

⁴⁶ Vi forutsetter at Tyskland har en strategisk reserve. Kraftverkene i denne kan ikke delta i kraftmarkedet før prisene blir svært høye. Størrelsen på reserven har dermed lite å si for prisutviklingen i kraftmarkedet. Snur tyskerne og innfører et kapasitetsmarked som støtter kraftverk i markedet gir dette en endring i prisene sammenlignet med vårt forventningsscenario.



Figur 11-9: Basis 2040 sammenlignet med scenarioer med doblet og ingen batterikapasitet.



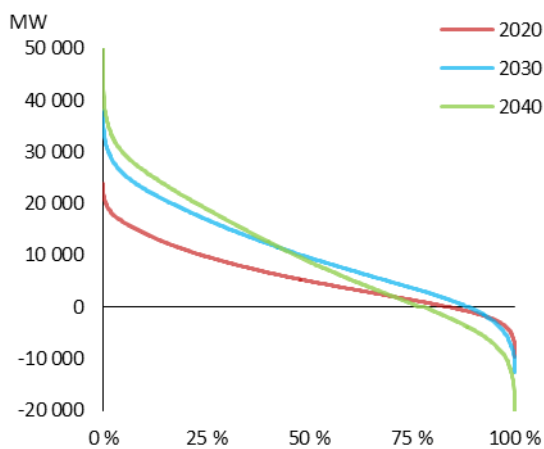
Figur 11-10: Tysk kraftpris tre dager i juli 2040, for basis, med doblet batterikapasitet og uten batterier.

Figur 11-9 viser at en dobling av mengden batteri i 2040 i mindre grad påvirker varighetskurven over prisene. Likevel skjuler en slik fremstilling den reelle effekten batteri har på prisene og den kortsiktige prisvolatiliteten. I 2040 blir for eksempel volatiliteten over døgnet redusert med om lag 40 % når vi doubler batterikapasiteten. Figur 11-10 viser hvordan batterier jevner ut prisene tre dager i en tilfeldig sommeruke og viser hvordan mer batterier i stor grad utjevner prisdippene som skyldes solkraft.

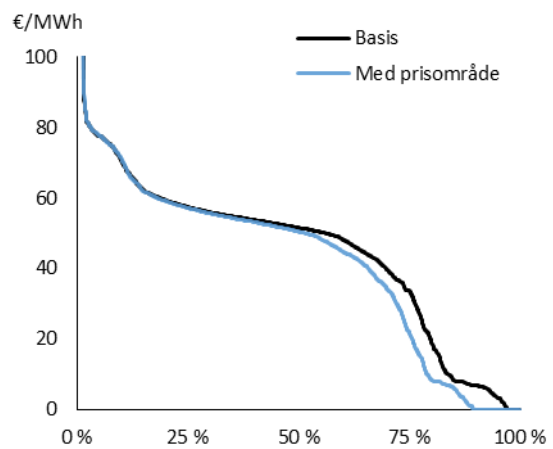
11.5 Interne tyske flaskehals og konsekvenser av prisområder i Tyskland

Det er i dag flaskehals nord-sør internt i Tyskland og som figur 11-11 viser øker overføringsbehovet i vårt forventningsscenario kraftig. Samtidig er tyskerne i gang med store nettforsterkninger som vil øke kapasiteten betydelig. Vi forutsetter i forventning at Tyskland på sikt i stor grad klarer å koordinere utbyggingen av fornybar i nord og overføringsbehovet internt slik at det ikke vil være nødvendig med bruk av prisområder. Samtidig er dette usikkert.

Figur 11-12 illustrerer effekten på pris i Nord-Tyskland i 2040, hvis Tyskland blir delt i et nordlig og et sørlig prisområde. Vi ser at det i Nord-Tyskland vil oppstå flere lave priser som både vil gi lavere gjennomsnittspriser og mer volatilitet. Dette vil føre til et lavere prisnivå også i Norden, men i mer begrenset utstrekning.



Figur 11-11: Simulert flyt uten begrensninger nord-sør i Tyskland i vårt forventningsscenario for 2020, 2030 og 2040.



Figur 11-12: Pris i Nord-Tyskland 2040 med og uten tyske prisområder.

11.6 Usikkerhetsmomenter på nordisk side

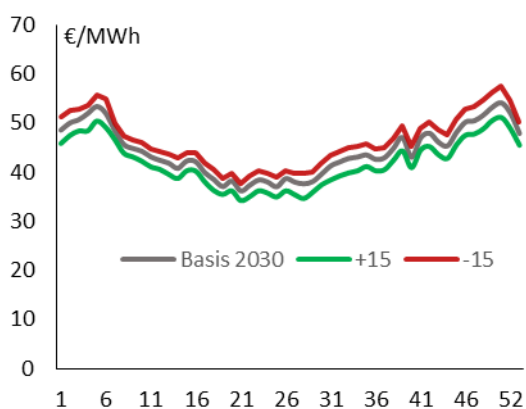
Vi har til nå sett på hvordan endringer på kontinentet slår ut på nordiske priser⁴⁷. Vi vil her se på noen forhold internt i Norden:

- Endringer i norsk og nordisk kraftbalanse
- Effekten av sol- og vindkraft
- Mer kapasitet til kontinentet og Storbritannia

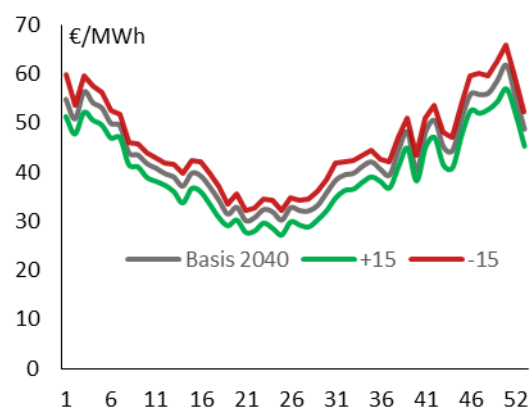
Endringer i norsk og nordisk kraftbalanse har fortsatt påvirkning på kraftprisene selv om mer overføringskapasitet mot kontinentet og Storbritannia både demper priskonsekvensene av hydrologiske variasjoner og ubalanse på normalårsbalansen. Videre ser vi tydelig at vind og sol internt i Norden får stadig mer påvirkningen på kraftprisene. Til sist har vi sett på effekten av endret utvekslingskapasitet ut av Sør-Norge.

Omtrent samme priseffekt av endret norsk og nordisk kraftbalanse i 2030 og 2040

Vi har simulert hvordan +/- 15 TWh i samlet nordisk balanse påvirker prisene i 2030 og 2040. Balansen er endret gjennom å legge til eller ta bort 5 TWh flatt industriforbruk i Norge, Sverige og Finland.



Figur 11-13: Kraftpriser i snitt per uke over året i basis 2030, og i simuleringer hvor nordisk balanse er endret med +/- 15 TWh.



Figur 11-14: Kraftpriser i snitt per uke over året i basis 2040, og i simuleringer hvor nordisk balanse er endret med +/- 15 TWh.

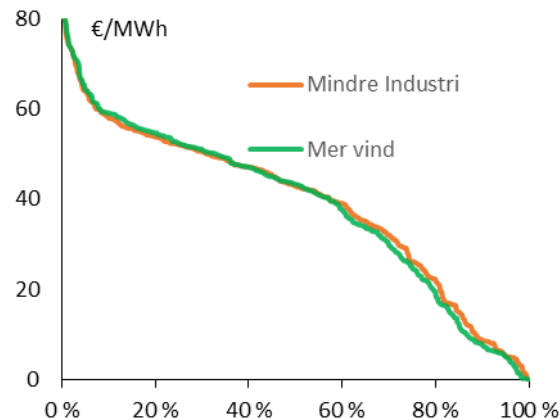
I 2030 løfter 15 TWh svakere balanse norske priser med ca. 2 €/MWh. Effekten av økt overskudd er litt sterkere. I 2040 er prisfølsomheten for endringer i kraftbalanse noe større på tross av at vi har lagt til en ny forbindelse til Storbritannia. 15 TWh svakere balanse løfter prisene med i overkant av 2.5 €/MWh, mens økt balanse reduserer prisene med i overkant av 3 €/MWh. En annen måte å se det på er at en nedgang i nordisk balanse på 30 TWh i vårt forventningsscenario øker prisene med 5-6 €/MWh.

Til 2040 øker overskudd i Norge fra 8 til 18 TWh. Vi har gjort en simulering der vi har redusert balansen tilbake til nivået i 2030 gjennom å legge til 9 TWh industriforbruk. Dette øker norske priser med om lag 2-3 €/MWh.

⁴⁷ Endringer i brensel- og CO₂-priser påvirker norske og nordiske priser så å si utelukkende gjennom kontinentale og britiske priser da så å si all prissensitiv termisk produksjon i Danmark og Finland er lagt ned til 2030.

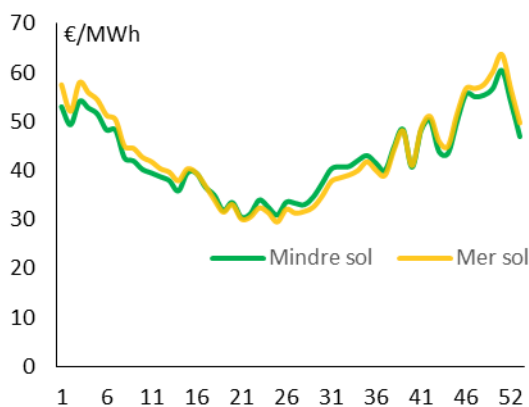
Vind og sol påvirker nordiske priser stadig mer

Vi har sett at utvikling mot mer uregulert produksjon i vesentlig grad påvirker det nordiske priser. Vi har gjort en simulering der vi istedenfor å ta bort 15 TWh industriforbruk har økt overskuddet gjennom å øke vindkraftproduksjonen med 15 TWh. Varighetskurvene sammenligner prisene i de to simuleringene. Priskurvene er naturlig nok like, men varighetskurven med mer vind er noe brattere. Dette indikerer at mer vind gir større variasjon i prisene. De 40 % laveste prisene er noe lavere i simuleringen med mer vind, slik at snittprisen er ca. 0.5 €/MWh lavere.

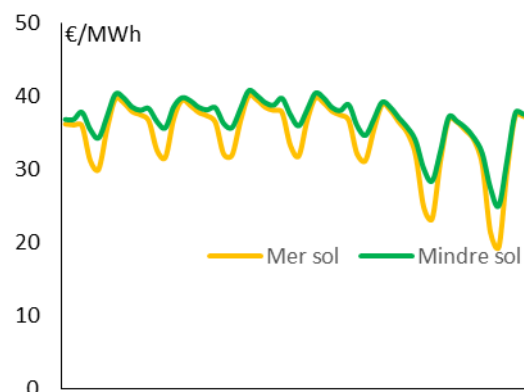


Figur 11-15: Varighetskurve for pris i to simuleringer der vi har økt overskuddet i 2040 med 15 TWh enten gjennom mindre industrilast eller mer vind.

I vårt forventningsscenario har vi lagt til over 10 TWh sol i Norge, Sverige og Finland til 2040. Våre simuleringer viser at det store effektbidraget fra sol etter hvert får vesentlig påvirkning på kraftprisene i sommerhalvåret. Vi har gjort simuleringer der vi har erstattet veksten på 7 TWh sol fra 2030 til 2040 med tilsvarende mengde vind. Vi har også gjort en simulering der vi har doblet veksten i solkraft i perioden, men redusert veksten i vind tilsvarende. Forskjellen i mengden sol på de to simuleringene er altså på ca. 14 TWh.



Figur 11-16: Effekten av sol på snittprisene over uka i 2040. I Mindre sol er 7 TWh sol erstattet av vind, mens i mer sol er 7 TWh vind erstattet av sol.



Figur 11-17: Kraftprisene i Sør-Norge i en gjennomsnittlig sommeruke.

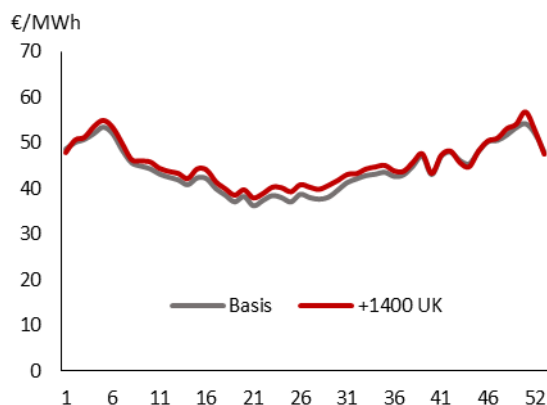
Naturlig nok er kraftprisene om vinteren høyere i simuleringen med mer sol, mens den synker noe om sommeren. I snitt gir overgang fra vind til sol noe høyere priser. Vi ser tydelig at mer sol gir en markert prisdipp midt på dagen om sommeren. I disse simuleringene er virkningen på kraftprisene større i

Sverige og Finland enn i Norge, fordi mengden sol der er større. Blant annet gir det enda mer markerte prisdipper om sommeren, men også et høyere prisnivå på vinteren. En presisering her er at vi ikke har lagt inn batterikapasitet i Norden. I et scenario der solkraften øker vil trolig dette følges opp av mer batteri, eller mer aktiv bruk av batterier i elbiler. Dette ville dempet prisfallet sol gir midt på dagen.

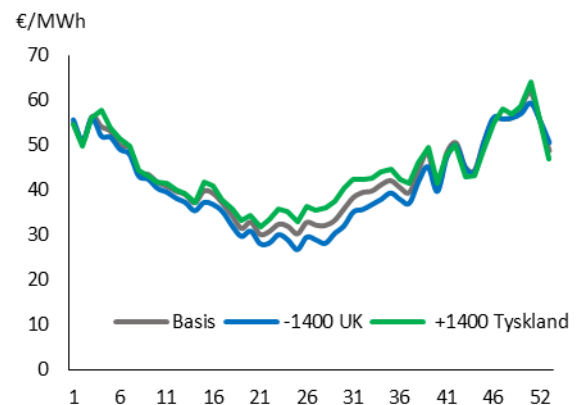
Mer overføringskapasitet ut av Sør-Norge løfter prisene moderat i sommerhalvåret

I forventning har vi uendret kapasitet ut av Norge fra 2020 til 2030. Til 2040 har vi økt kapasiteten til Storbritannia med 1400 MW. Vi har gjort tre simuleringer med endret kapasitet ut av Sør-Norge:

- Lagt til kabelen til Storbritannia i 2030
- Tatt bort kabelen til Storbritannia i 2040
- Ytterligere 1400 MW mot Tyskland i 2040



Figur 11-18: Kraftpriser over året i Basis 2030 for Sør-Norge og i en simulering med en ekstra 1400 MW forbindelse til Storbritannia.



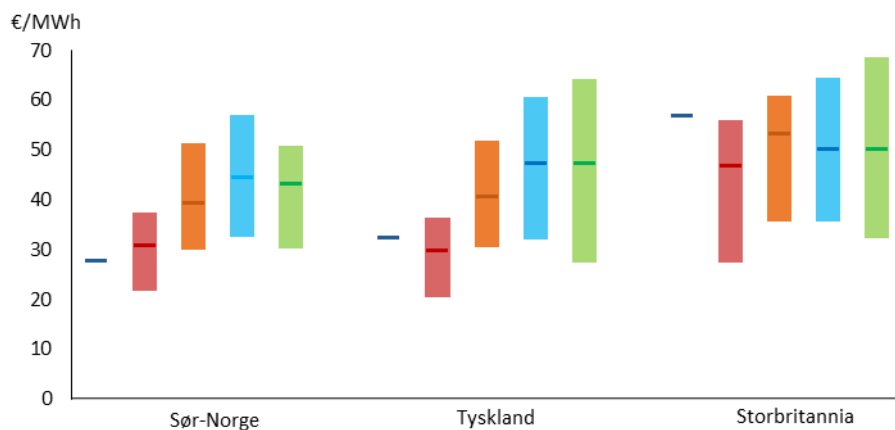
Figur 11-19: Kraftpriser over året i Basis 2040 for Sør-Norge, med 1400 MW mindre kapasitet til Storbritannia, og med ytterligere 1400 MW til Tyskland.

Vi ser at en ekstra kabel til Storbritannia har moderat effekt på prisene i Sør-Norge i 2030. I snitt løftes prisene med i overkant av 1 €/MWh. Prisivirkningen er størst om sommeren. Flytter vi oss til 2040 ser vi at effekten av den samme forbindelsen blir noe større, da prisene i Basis er omtrent 2 €/MWh høyere enn uten forbindelsen. Samtidig ser vi at priseffekten i 2040 nesten utelukkende er i sommerhalvåret. Årsaken er at kabelen løfter prisen primært i timer med høy uregulert produksjon og lave priser i utgangspunktet. Vi ser det samme bildet ved å legge til ytterligere en forbindelse til Tyskland. Denne løfter prisene med ca. 1 €/MWh, og igjen er virkningen konsentrert til sommerhalvåret.

I den siste simuleringen er samlet kapasitet ut av Sør-Norge ca. 10 GW. Sammen med et veldig varierende prisbilde er det trolig at en såpass stor utbygging ville kommet sammen med mer effekt i regulert vannkraft, muligens også pumper. Derfor ta kurvene med en klype salt. Likevel viser de at det skal mye til for å utjevne prisene vinter/sommer med den utviklingen på nordisk og europeisk side vi har i forventning.

12 Scenarier for høy og lav kraftpris

Våre to alternative scenarier, Høy og Lav, er ment å gi et realistisk utfallsrom for gjennomsnittlige kraftpriser på langt sikt, basert på den informasjonen vi sitter på nå. Med det mener vi at datasettene er såpass konsistente at de kan vedvare over tid. Scenariene gir et utfallsrom for kontinentale priser 30 til 60 €/MWh fra 2025 og utover. Utfallsrommet for Norge er fra ca. 30 til 55 €/MWh.



Figur 12-1: Gjennomsnittspriser for 2017, 2025, 2030 og 2040 i Lav, Basis og Høy. Alle tall reelle 2016-priser.

Vi må presisere at det kan settes sammen flere ulike kombinasjoner av forutsetninger som gir samme priser som i våre scenarier. Da vi endrer på flere faktorer og disse skal vedvare over tid har vi ikke dratt hver enkelt faktor til ytterpunktene. Vi mener likevel våre scenarier dekker mye av usikkerheten knyttet til utviklingen i kraftmarkedet i Europa og Norden. Samtidig er det slik at kraftmarkedet er i stor endring, og endringstakten vil øke mot 2040. Dette øker sannsynligheten for å havne i ubalanser. Slike ubalanser kan ha relativt lang varighet, men på lengre sikt vil imidlertid markedet svinge tilbake mot likevekt. Etter vår vurdering vil dette gi priser innenfor intervallet vi skisserer.

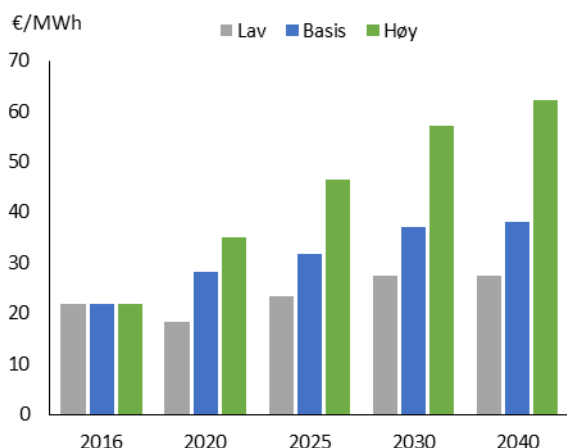
12.1 Oversikt over endringer i forutsetninger for høyt og lavt scenario

Den overordnede scenarioskissen og de konkrete forutsetningene er beskrevet i kapittel 4 til 8. For oversiktens del gir vi likevel en kortfattet oppsummering her. Tabellen under oppsummerer våre viktigste forutsetninger i våre 3 scenarier

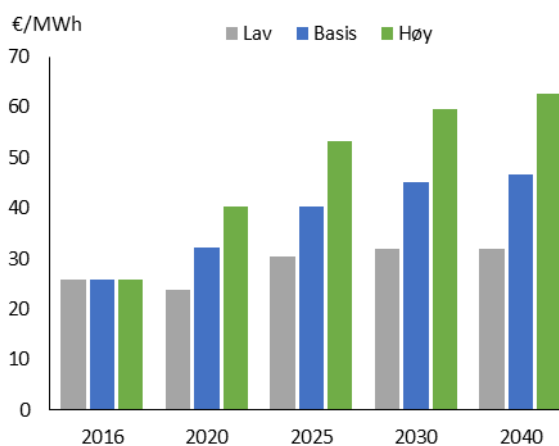
Tabell 12-1: Oversikt forutsetninger for EU10 i våre tre scenarier.

	2020			2030			2040		
	Lav	Basis	Høy	Lav	Basis	Høy	Lav	Basis	Høy
Forbruk, EU10 (TWh)	2222	2222	2222	2268	2381	2527	2310	2739	3164
Solkraft, EU10 (GW)	114	114	114	215	213	253	354	385	488
Vindkraft, EU10 (GW)	132	132	132	230	218	263	339	368	463
Solkraft årlig prod., EU10 (TWh)	108	109	109	197	196	231	320	349	437
Vindkraft årlig prod., EU10 (TWh)	303	303	303	591	562	680	897	987	1240
Batterikapasitet (GW)	-	-	-	15	15	15	60	60	93
Fornybarandel (%)	33	33	33	53	50	53	69	64	66

Figurene under viser utviklingen i marginalkostnadene for termiske verk i våre scenarier. I 2040 har vi et utfallsrom for et typisk gasskraftverk på 30-60 €/MWh.



Figur 12-2: Marginalkostnader for et typisk kullkraftverk i våre tre scenarier.



Figur 12-3: Marginalkostnader for et typisk gasskraftverk (CCGT) i våre tre scenarier.

I Norge og Norden har vi justert kraftbalansen gjennom å legge til fornybar i Høy og ta bort i Lav. Vi har økt overskuddet mer i Høy enn vi har redusert det i Lav. Vi har også lagt til en ekstra kabel til Storbritannia i 2030 i Høy. Denne er inkludert fra 2040 i forventning.

12.2 Første fem år - brenselpriser og CO₂ påvirker mest

I 2020 har vi kun endret på brensel og CO₂-priser for å få frem et utfallsrom for kraftpris. Dette gjelder både Europa og Norden. Utviklingen på produksjons- og forbrukssiden kan også påvirke kraftprisene innenfor dette tidsintervallet. På så få år har imidlertid en noe annen utvikling i forhold til det vi forutsetter i forventning relativt liten påvirkning sammenlignet med prisene på brensel og CO₂.

I 2020 har vi et utfallsrom for tysk snittpris på 20 til 35 €/MWh. Til sammenligning har snittprisen så langt i år vært 28 €/MWh. En større nedskalering av termisk produksjonskapasitet er en mulig oppside i forhold til vår forventning. Mange kraftverk taper penger, og etter vedtaket om ikke å innføre kapasitetsmarked i Tyskland har sannsynligheten for nedleggelse økt. Likevel er overkapasiteten så stor at dette trolig ikke kan løfte kraftprisene vesentlig før resten av kjernekraften legges ned til 2022.

Utfallsrommet i Storbritannia er større. Dette skyldes primært usikkerhet rundt den særegne britiske CO₂-skatten, men også at prisene er mer følsomme for endringer i gassprisen alene. I 2020 er CO₂-prisen forutsatt til over 20 €/tonn høyere i Storbritannia enn i EU ETS. I Lav har vi tatt bort skatten. Isolert sett reduserer dette den britiske gjennomsnittsprisen med ca. 10 €/MWh.

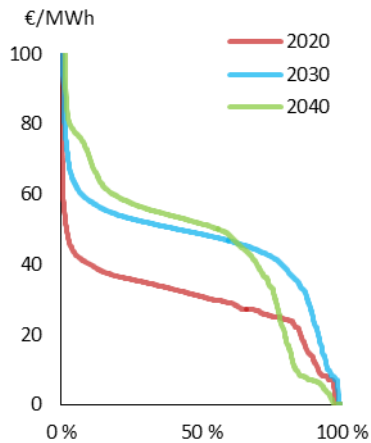
Da kraftprisene i Norden er så knyttet til det kontinentale markedet er det brenselprisene som er den viktigste usikkerhetsfaktoren også her, hvis vi ser bort fra tilsig og temperatur. I Basis 2020 har vi et utfallsrom for årsgjennomsnittet til norsk kraftpris mellom 21 og 39 €/MWh over 25 simulerte værår. I våte år kan snittprisen bli så lav som 15 €/MWh i Lav, mens den i tørre år i Høy kommer opp i 47 €/MWh.

Internt i Norden er det først og fremst utviklingen innen kjernekraft og forbruk som kan påvirke prisene de første årene. Eksempelvis vil en ytterligere utsettelse av Olkiluoto 3, i basis 2020, øke snittprisen i Norge og Danmark med 1 €/MWh. I Sverige og Finland øker prisene med hhv 1,5 og 3,5 €/MWh.

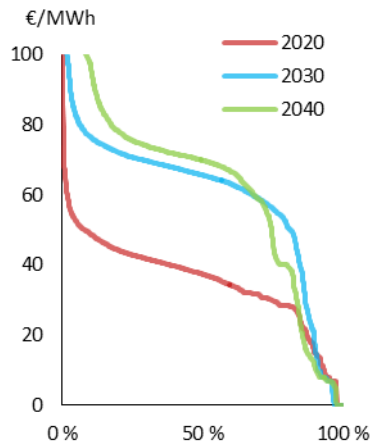
12.3 Utfallsrommet for kraftprisene øker på lang sikt

Etter 2020 øker usikkerheten i kraftprisene. For det første blir utfallsrommet for gass- og CO₂-priser større. Samtidig øker usikkerheten rundt både fornybarutbygging, forbruksvekst, bidraget fra ulike

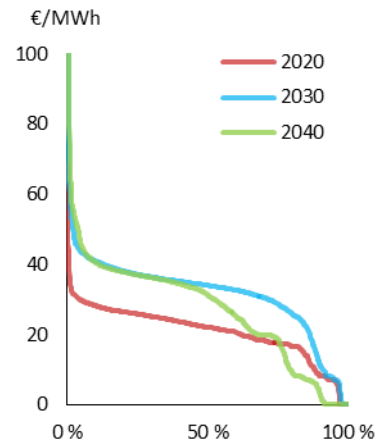
typer fleksibilitet, nedleggelse av termiske verk og hvor stramt markedet blir. I vårt lave scenario øker tyske kraftpriser fra 20 €/MWh i 2020, til i overkant av 30 €/MWh i 2030. Mot 2040 faller snittprisene under 30 €/MWh. Britiske priser ligger noe over tyske i hele perioden. I vårt høye scenario stiger tyske priser fra 35 €/MWh i 2020 til rundt 60 €/MWh i 2030. Etter dette stiger prisene svakt til 2040. Britiske priser ligger som i Lav noe over snittprisen i Tyskland hele veien.



Figur 12-4: Varighetskurve for tysk kraftpris i Basis.



Figur 12-5: Varighetskurve for tysk kraftpris i Høy.



Figur 12-6: Varighetskurve for tysk kraftpris i Lav.

Varighetskurvene over viser simulerte tyske priser i 2030 og 2040 i våre tre prisscenarioer. Det som skiller scenarioene bortsett fra marginalkostnadene i termiske verk er hva som skjer i timene med de høyeste og laveste prisene. I vårt lave scenario øker fornybarandelen raskere og det er mindre fleksibilitet til å løfte kraftprisene i timer fornybar dekker forbruket. Samtidig gir lavere forbruksvekst mindre behov for investeringer i termiske verk, bedre kapasitetsmargin og dermed færre pristopper.

I Høy bygges det ut mer fornybar enn i Basis, men dette balanseres av mer forbruk. Dessuten løfter mer fleksibilitet fra lagring og forbruk kraftprisene i timer med stor fornybarproduksjon. Antall timer med meget lave priser øker dermed mindre mot 2040 enn i de to andre scenarioene, noe som bidrar til høyere snittpriser. Større forbruksvekst og strammere kapasitetsmargin gjør samtidig at det er flere timer der prisene settes av topplastverk og forbruk. Dette trekker også opp gjennomsnittsprisene.

Varighetskurvene for alle de tre scenarioene har flere fellestrekk. For det første øker prisene fra 2020 til 2030 som følge av økte marginalkostnader og nedleggelse av termisk grunnlast. Videre er termiske kraftverk fortsatt prissettende i mange timer i 2040. Det betyr at gasskraft har relativt stor påvirkning på gjennomsnittsprisene, også i vårt lave scenario. Samtidig øker antall timer med meget lave priser i alle scenarioene fra 2030 til 2040. Strammere margin gjør at antall timer med pristopper utover marginalkostnadene i CCGT øker. I sum gir denne utviklingen mer prisstruktur, selv om mer bidrag fra batteri og andre typer fleksibilitet demper variasjonene, spesielt innenfor døgnet. Vi kommer tilbake til prisvariasjon i neste kapittel.

12.4 Lavt scenario – større behov for støtte og regulering for å få til omstilling

I vårt lave scenario fortsetter altså kraftprisene omtrent på dages lave nivå. Markedsprisene i dette scenarioet er dermed i liten grad en driver for overgangen til lavere utslipp fra kraft og energisektoren:

- Oppnådd kraftpris for sol og vind ligger trolig langt under utbyggingskostnad
- Termiske verk har liten inntjening når det oppstår få pristopper over marginalkostnader
- Relativt lite prisvolatilitet gir lav inntjening til lagring og andre typer forbruksfleksibilitet

I lavt scenario øker den produksjonsveide prisen på kontinentet for landbasert vind, havvind og sol fra ca. 20 €/MWh i 2020 til 30 €/MWh i 2030. Mot 2040 reduseres den til 20 €/MWh som følge av økt fornybarandel. Dette er langt under forventet langsiktig grensekostnad, selv i et optimistisk scenario. I Lav vil det derfor være behov for betydelige subsidier av fornybar i hele vår analyseperiode. Samtidig innebærer den lave CO₂-prisen økt bruk av andre virkemidler, som reguleringer av hvor mye hvert enkelt kraftverk kan slippe ut per produsert enhet energi, subsidier og krav til energieffektivisering.

Det lave prisnivået kombinert med færre pristopper gir en vesentlig lavere prisvolatilitet i Lav sammenlignet med forventningsscenarioet. Dette gir svak lønnsomhet av batterier og andre typer fleksibilitet, til tross mange timer med meget lave priser. For å gjøre det mulig å integrere den økte fornybarandelen, og sørge for at ny fornybar fortsetter å bidra til reduserte CO₂-utslipp, kan det derfor bli nødvendig og også subsidiere inn eller stille krav om mer fleksibilitet.

I Lav har vi valgt å ha en lav CO₂-pris, både fordi dette er en reell mulighet og stor innvirkning på kraftprisene. Samtidig er det et poeng at det kan være mer politisk handlingsrom for å løfte prisen på CO₂-utslipp i et scenario med lave brenselspriser enn motsatt. Når kraftprisene er relativt lave er det lettere å få gjennomslag for å øke CO₂-prisen enn om kraftprisen er høyere i utgangspunktet. Dette kan enten skje gjennom å stramme til kvotemarkedet eller å innføre mer direkte avgifter, og reduserer sannsynligheten for at vi blir værende på et lavt prisnivå over lang tid sammenhengende.

Vi har i utgangspunktet samme tankegang bak hvordan termiske kraftverk finansieres i lavt scenario som i Basis. Bedre margin og færre pristopper gjør imidlertid at inntjeningen til termiske verk er svakere. En fundamental årsak til dette er at behovet for nyinvesteringer er mindre. Med så lave kraftpriser som vi har i Lav kan det imidlertid være større politisk aksept for å ha en noe strammere margin og dermed flere pristopper der utkobling av forbruk setter prisen. Sannsynligheten for ytterligere nedleggelse av termiske verk kan derfor være større i Lav, enn hva vi har forutsatt.

12.5 Høyt scenario – markedet driver utslippskutt - fornybar demper oppsiden i kraftprisen

I vårt høye scenario er overgangen til lavere utslipp mer markedsdrevet. Høyere og mer volatile priser gir sterkere insentiver til investeringer i både fornybar, termiske kraftverk og lagring. CO₂-prisen er etter hvert høy nok til å sørge for at gasskraft kan konkurrere med kullkraft på pris. Dette reduserer behovet for å bruke direkte reguleringer til å fase ut kullkraftverk. Samtidig er det trolig fortsatt behov for garantiordninger for utbyggere av fornybar for å gi disse tilstrekkelig langsiktig trygghet. Dette er særlig et poeng de første 10-15 årene om det skal være mulig å få bygget ut det store volumet sol- og vindkraft vi har lagt til grunn i scenarioet.

Et sentralt spørsmål i et scenario med høye kraftpriser er om lønnsom utbygging av fornybar kun basert på inntekter fra day-ahead-markedet kan begrense hvor mye kraftprisene stiger. I sitt mest optimistiske scenario har for eksempel Bloomberg at LCOE for sol og vind i Europa faller til henholdsvis 36 €/MWh og 41 €/MWh mot 2040, altså langt lavere enn gjennomsnittlig kraftpris i høy. Dette kan indikere at vi burde lagt inn en større utbygging av fornybar i dette scenarioet, hvilket ville redusert snittprisene.

Selv om mulighetene for ytterligere fornybarutbygging demper oppsiden for kraftprisen er det flere forhold som taler for at sol og vind ikke vil sette et definitivt pristak i et scenario med høye gass- og CO₂-priser. Den viktigste er at verdien av sol- og vindkraft faller etter hvert som andelen øker. I vårt høye scenario for 2040 er den produksjonsveide prisen i Tyskland henholdsvis 50, 43 og 50 €/MWh for sol, landbasert vind og havvind. Det betyr at selv om kraftprisen i snitt er høyere enn

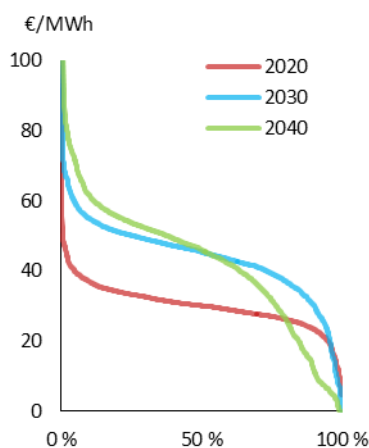
utbyggingskostnaden er det ikke nødvendigvis lønnsomt å bygge ut. Spesielt havvind trenger mye støtte i hele perioden.

Samtidig er det et åpent spørsmål om det i praksis er mulig å ha en så mye høyere utbyggingstakt enn det vi forutsetter Høy. Her legger vi til en samlet kapasitet på 44 GW sol- og vindkraft per år fra 2030 til 2040 i EU10. Til sammenligning ble det installert i overkant av 20 GW sol- og vindkraft i hele EU i 2015. En utbyggingstakt vesentlig over nivået i Høy innebærer stadig større utfordringer i forhold til å integrere den nye produksjonen på en fornuftig måte, både når det gjelder utbygging av nett, system-tekniske forhold og unngå spill av energi.

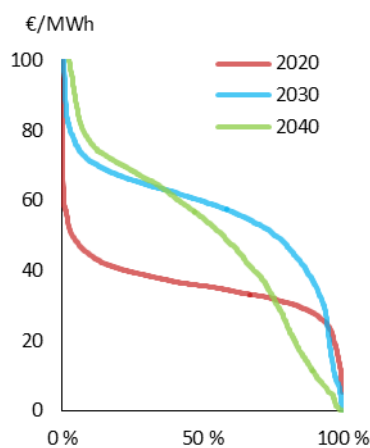
12.6 Scenarioene for høy og lav kraftpris har noe mindre utfallsrom på norsk side

I vårt lave scenario er den norske gjennomsnittsprisen i overkant av 20 €/MWh i 2020. Drevet av høyere europeiske priser stiger prisen i Norge til 30-33 €/MWh i 2030⁴⁸. Etter 2030 reduseres prisen til i underkant av 27-30 €/MWh. I Høy har vi omtrent en dobling av prisene til 55 €/MWh i 2030, før de faller mot 50 €/MWh til 2040.

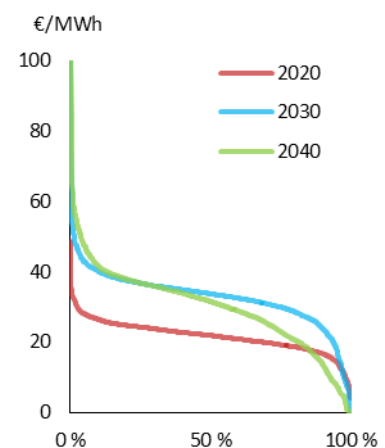
Høy og Lav gir et noe mindre utfallsrom gjennomsnittsprisene i både Norge, Sverige og Finland enn hva tilfellet er på kontinentet. Årsaken er at prisene i Høy ikke øker like mye som på kontinentet. Dette er igjen et resultat av at vi har lagt inn en større fornybarutbygging på nordisk side, og at prisene i Norge faller relativt til kontinentet når prisene stiger. Det siste kommer av at år med mye tilsig i større grad trekker ned nordiske snittpriser når prisnivået øker.



Figur 12-7: Varighetskurve for sør-norsk kraftpris i Basis.



Figur 12-8: Varighetskurve for sør-norsk kraftpris i Høy.



Figur 12-9: Varighetskurve for sør-norsk kraftpris i Lav.

Lav - norske gjennomsnittspriser er samme nivå som prisene på kontinentet

Gjennomsnittsprisene i Norge og Norden er i Lav lik gjennomsnittsprisen på kontinentet. Årsaken til dette er både at prisforskjellen blir mindre desto lavere det generelle prisnivået er, og at vi som følge av mindre fornybarutbygging har et lavere kraftoverskudd enn i forventningsscenarioet. Hvis vi hadde beholdt balansene uendret ville norske priser sunket med ytterligere 2 €/MWh i 2030 og 3 €/MWh.

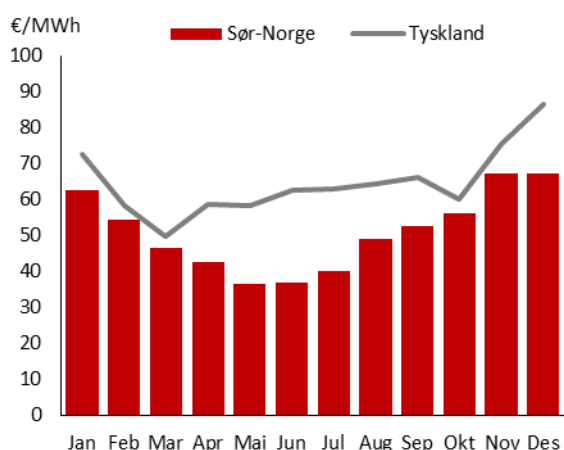
I 2040 Lav ligger faktisk norske priser i snitt over tysk snittpris, selv om Norge har et overskudd på 8 TWh og Norge, Sverige og Finland samlet også har et svakt overskudd. Det skyldes mange timer med nullpriser vinterstid i Tyskland. Dette trekker ned tysk snittpris, men smitter i mindre grad inn i Norge. Lavere sommerpriser i Norge enn i Tyskland virker motsatt men utligner ikke effekten. Faktisk viser

⁴⁸ Prisene er noe lavere i Nord-Norge enn i Sør-Norge.

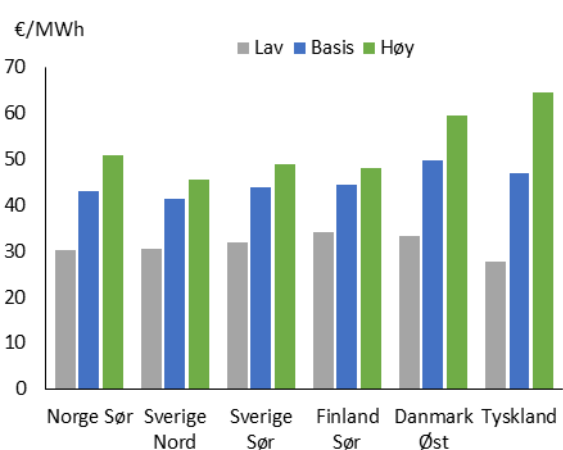
våre simuleringer at Norge, Sverige og Finland må ha et samlet overskudd på nærmere 20 TWh for at snittprisene i Norge, Sverige og Finland skal komme ned på samme nivå som i Tyskland i Lav 2040.

Høy – vesentlig lavere snittpris i Norge enn på kontinentet – større forskjeller internt i Norden

I Høy øker forskjellen i gjennomsnittlig kraftpris mellom Norge og Europa markant mot 2040. Dette skyldes i hovedsak at nordiske priser i sommerhalvåret blir liggende relativt langt under den kontinentale snittprisen. Denne utviklingen ser vi tydelig i alle våre tre scenarioer og er et resultat av at uregulert produksjon står for en stadig større andel av produksjonen i de nordiske landene. Trenden kommer likevel mest tydelig frem i vårt høye scenario der både kraftprisnivået er høyere og kraftoverskuddet i Norden er økt. Her presiserer vi at det kan komme andre tilpasninger som kan gi en annen utvikling. Samtidig må det mye til for å svekke trenden mot økt prispress nedover sommerstid som følge av mye uregulert produksjon.



Figur 12-10: Simulert snittpris per måned i Sør-Norge og Tyskland i Høy 2040.



Figur 12-11: Simulerte snittpriser per år i Norden og Tyskland i Lav, Basis og Høy 2040.

Våre simuleringer viser at også prisforskjellene internt Norden blir større når snittprisene blir høyere. Figur 12-11 viser gjennomsnittsprisene for ulike områder i Norden i Høy 2040. Vi ser her at det er betydelige forskjeller internt i området. I Danmark er prisene nært nivået i Tyskland. Finland og de sørlige delene av Norge og Sverige ligger mer enn 10 €/MWh lavere, mens de nordlige delene av Norge og Sverige ligger enda lavere enn dette. Her understreker vi imidlertid at det i dette scenarioet kan være aktuelt å utvide nettkapasiteten mer enn hva vi har forutsatt. Dessuten er den geografiske fordelingen av ny fornybar produksjon usikker. En annen fordeling kan trolig redusere prisforskjellene.

Stort potensial for vindkraft på land begrenser hvor høye prisene i Norge, Sverige og Finland blir

Fram til 2040 har vi i Høy forutsatt at det blir bygget ut 20 TWh mer vindkraft i Norden enn i forventningsscenarioet. Årsaken til dette er at prisene på nordisk side øker til godt over hva vi regner med vil være langsiktig utbyggingskostnad for vindkraft på land. Et grovt estimat er at LRMC/LCOE for vindkraft på land i Norden på sikt vil ligge på mellom 30-45 €/MWh. Dette gir lønnsom utbygging av vindkraft i Norden uten bruk av subsidier. I Høy demper dette prisen både i Norge, Sverige og Finland. Når vi i Høy 2040 simulerer kun med endrede priser på kontinentet og i Storbritannia, øker snittprisen i Sør-Norge fra 42 €/MWh i Basis til 56 €/MWh. Når vi legger til den ekstra vindkraften reduseres prisen i Sør-Norge til 50 €/MWh.

Det er likevel usikkert i hvilken grad de store vindressursene i Norden kan utgjøre et pristak for snittprisen i Norge, i et scenario der kontinentale priser er ligger på et langt høyere nivå enn

utbyggingskostnadene for nordisk vindkraft. Selv om vi har en viss effekt av dette i vårt høye scenario mener vi det er flere grunner til at nordisk vindkraft ikke vil utgjøre noe absolutt pristak.

For det første avtar verdien av vindkraft i Norden selv om dette skjer tregere enn på kontinentet. Den produksjonsveide prisen for vindkraft i Norge er i vårt høye scenario 45 €/MWh i 2040, som er 5 €/MWh lavere enn gjennomsnittlig kraftpris. Videre vil det være stor usikkerhet rundt fremtidige priser i hele perioden. En investor vil trolig derfor ha relativt høy avkastning for å investere. For det tredje vil mer overskudd i Norden kunne gjøre det lønnsomt å øke overføringskapasiteten til både kontinentet og Storbritannia. I Høy 2040 er snittprisen i Norge over 10 €/MWh lavere enn på kontinentet og i Storbritannia. Dette indikerer at det kan være lønnsomt med mer overføringskapasitet enn hva vi har forutsatt. Dette vil i så fall løfte nordiske priser, men i liten grad redusere prisene på kontinentet. Alternativt kan nytt forbruk som følge av relativt lave priser gjøre det samme.

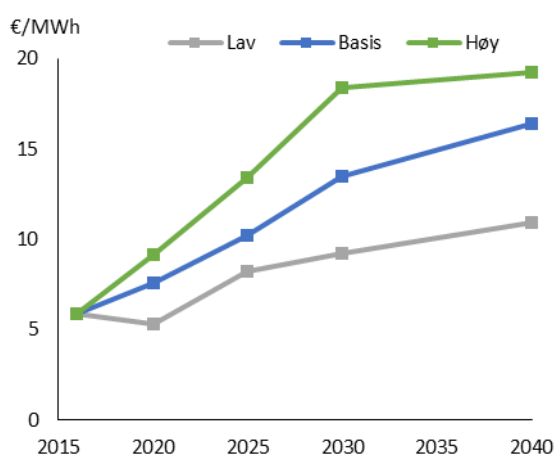
Til slutt er det også andre hensyn som påvirker størrelsen på en nordisk utbygging, for eksempel miljø. Vår samlede vurdering er derfor at kostnadene med vind ikke setter et fast pristak i Norden, men at det demper oppgangen i et scenario med høye gass- og CO₂-priser.

13 Prisvolatilitet i scenario for høy og lav kraftpris

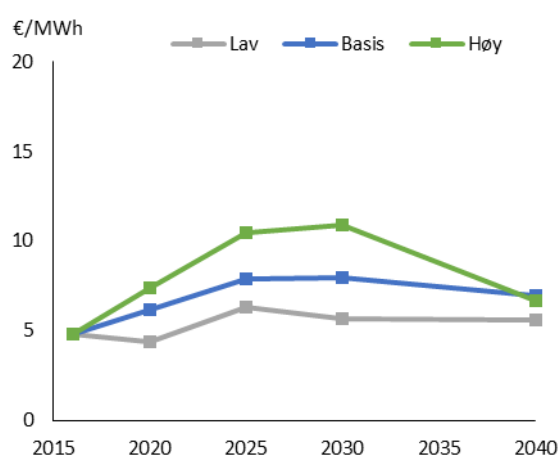
Vi ser en trend mot at større fornybarandel gir større variasjon i kraftprisene etter 2020. Dette er felles for våre tre hovedscenarier, selv om det er stor usikkerhet knyttet til hvor stor variasjonen blir. Vi kan bruke våre to scenarier for høy og lav kraftpris for å illustrere usikkerheten til prisvariasjonen. Årsaken er at prisnivå og prisvolatilitet er korrelert, og at vi har justert faktorer som øker volatiliteten i Høy, og motsatt i Lav. Prisvariasjonen på kort sikt i Norge er i stor grad knyttet opp mot prisnivå og prisvariasjon i nabolandene. Dermed varierer prisene vesentlig mer på nordisk side i Høy enn i Lav.

13.1 Større variasjonen i europeiske priser mot 2040 i alle scenarier, men stort utfallsrom

Figur 13-1 og figur 13-2 viser hvordan prisvolatiliteten utvikler seg i våre tre kraftprisscenarier over uka og over døgnet. Vi ser det samme mønsteret i alle scenariene selv om utfallsrommet er stort. For det første gir en økende andel vindkraft større prisvariasjon over perioder som typisk varer lenger enn et døgn. Volatiliteten innenfor døgnet øker også mot 2030, men blir etter dette dempet av mer lagringskapasitet, primært fra batterier.



Figur 13-1: Simulert prisvolatilitet over uka i Tyskland i 2016, 2020, 2025, 2030 og 2040.



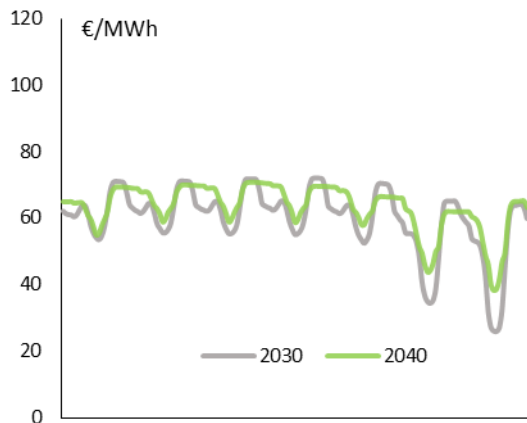
Figur 13-2: Simulert prisvolatilitet over døgnet i Tyskland i 2016, 2020, 2025, 2030 og 2040.

I høyt scenario øker variasjonen i kraftprisene mye mot 2030. Grunnen er at marginalkostnadene i scenarioet er vesentlig høyere, i tillegg til at strammere kapasitetsmargin gir flere pristopper. Disse faktorene gjør også at variasjonene i kraftprisene innenfor døgnet blir stor.

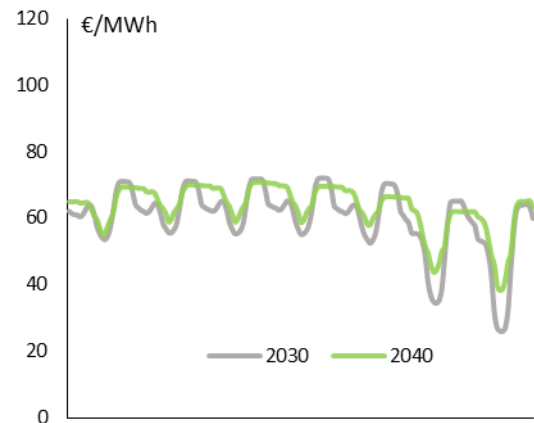
I lavt scenario er variasjonen i prisene primært drevet av at mer vindkraft gir flere perioder med meget lave kraftpriser. En grunn til at dette ikke i enda større grad bidrar til mer volatile priser er at marginalkostnadene i termiske verk er så lave. Det gjør at det blir relativt liten forskjell mellom timer der prisen for eksempel er null, og timer der gasskraft av typen CCGT er prissettende.

Utviklingen videre mot 2040 i Høy illustrerer godt et interessant poeng vi har vært inne på tidligere. Vi ser at prisvariasjonen over døgnet blir vesentlig lavere mot 2040. I Høy har vi økt batterikapasiteten mer enn i de to andre scenariene. Kapasiteten er da så god at denne i mange tilfeller er tilstrekkelig til å utjevne priseffekten av variasjoner i forbruk og solkraft. I sum er derfor volatiliteten over døgnet i Høy i 2040 nokså lik Basis og Lav, på tross av både vesentlig flere pristopper og høyere kraftprisnivå. Økningen i batterikapasitet er på den andre siden ikke tilstrekkelig for å utjevne variasjoner over lenger tidsperioder som er drevet av perioder med lite eller mye vind. Det ser vi ved at målet på volatilitet over uka blir høyere.

Kurvene under viser prisene i en gjennomsnittlig vinteruke (figur 13-3) og sommeruke (figur 13-4) fra høyt scenario i 2030 og 2040. I 2030 ser vi fortsatt et tydelig prismønster over døgnet gjennom uka om vinteren. Til 2040 er dette mønsteret i praksis borte. Dette skyldes at selv om prisvolatiliteten er stor, er denne så å si utelukkende drevet av tilfeldige variasjoner i vind.



Figur 13-3: Tyske kraftpriser i en representativ vinteruke i Høy 2030 og 2040.



Figur 13-4: Tyske kraftpriser i en representativ sommeruke i Høy 2030 og 2040.

Om sommeren er det derimot et veldig stabilt prismønster som gjentar seg nesten daglig. Dette skyldes at batteri fanger opp bidraget fra sol og at vindkraftproduksjonen er lavere og mindre variabel. Ser vi på endringene fra 2030 til 2040 er disse relativt små. Faktisk er det slik at de markante prisdippene i helgene blir mindre til 2040 ettersom batterikapasiteten øker relativt til mengden solkraft.

13.2 Prisvolatiliteten i Norge er i stor grad bestemt prisene på kontinentet

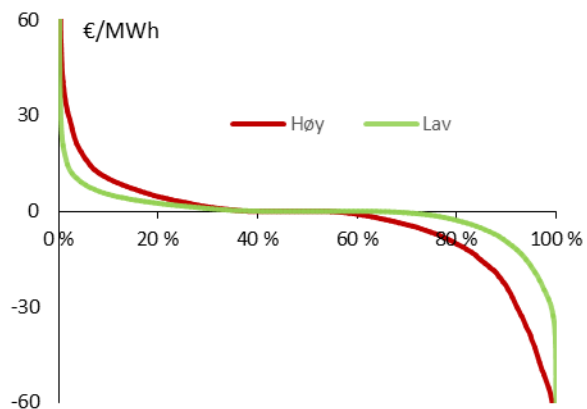
I utgangspunktet er prisene i vannkraftsystemet⁴⁹ stabile over kortere perioder. Prisvolatiliteten i Norge er dermed i stor grad et resultat av prissmitte fra nabolandene, og mye av dette skyldes at regulerte vannkraftverk er prissettende i en mindre andel av tiden. Endret kontinental prisvolatilitet i Høy og Lav gir derfor også endringer i prisvolatiliteten på norsk og nordisk side.

For det første påvirker prisnivået i Europa volatiliteten i Norge direkte. Høyere prisnivå gir høyere vannverdier i Norge. Dette betyr igjen at forskjellen i pris øker mellom timer der billig import eller uregulerte kraftverk og regulerte magasinkraftverk setter prisen. Det motsatte er naturlig nok tilfellet hvis prisnivået i Europa synker.

For det andre smitter flere og høyere kontinentale pristopper i Høy inn i Norge. Disse oppstår om vinteren, og vanligvis er ikke det norske effektoverskuddet stort nok til å ha full eksport i alle kanaler samtidig i disse timene. Dermed blir ikke regulert vannkraft prissettende og vi får pristopper på nivå med de kontinentale pristoppene.⁵⁰ Det motsatte er tilfellet i vårt lave scenario.

⁴⁹ Med dette mener vi vannverdien i det enkelte magasin, dvs. den beregnede prisen av å produsere en ekstra MWh ved en gitt fyllingsgrad og tid på året, og som dermed gir en maksimal framtidig inntekt fra kraftverket.

⁵⁰ Vi presiserer at dette ikke handler om rasjonering, men at prisene i første omgang stiger til et nivå tilsvarende marginalkostnadene ved å starte og kjøre dyrere termiske kraftverk i Norden eller på kontinentet. Til slutt etter at all annen og billigere fleksibilitet er utnyttet vil markedet måtte klareres ved bruk av forbruksreduksjoner. I hvilke land disse skjer er avhengig av utkoblingsprisene til de ulike forbrukerne. Om dette fortsatt ikke gir balanse mellom tilbud og etterspørsel vil eventuelle strategiske reserver og en eventuell rasjonering oppstå. Sistnevnte er imidlertid i praksis fraværende i våre simuleringer og ikke noen sentral problemstilling for analysen.



Figur 13-5: Avvik time for time mellom simulert kraftpris og vannverdiene i Lav og Høy i Sør-Norge i 2040.

Figur 13-5 viser avviket i kraftprisen i Sør-Norge fra vannverdi i Lav og Høy i 2040. Figuren illustrerer begge poengene over. Positive verdier er altså når kraftprisen er høyere enn vannverdi. I disse timene er ikke prisen satt av regulert vannkraft og vi "importerer" prisene i nabolandene direkte. At avstanden er større i Høy reflekterer at pristoppene vi importerer er høyere enn i Lav. I den delen av kurvene som er under null, er kraftprisen lavere enn vannverdiene og regulert vannkraft er heller ikke her prissettende. Større avstand i negativ retning illustrerer poenget med at kraftprisene faller fra et høyere nivå i timene der uregulert, kjernekraft og billig import setter prisen. Antall timer prisen avviker fra vannverdien, det vil si timer der regulert vannkraft ikke setter prisen, er ganske likt i begge scenarier. Større overskudd i Høy gir imidlertid noen flere timer der prisene faller under vannverdi.

14 Lønnsomhet i kraftverk og betydningen av fleksibilitet

I dette kapittelet ser vi nærmere på hvordan prisbildet vi har beskrevet over påvirker på lønnsomheten til ulike investeringer i kraftmarkedet. Vi ser mest på sol- og vindkraft, termiske kraftverk og ny fleksibilitet. Vi går også litt mer i detalj på hvordan samspillet mellom disse fungerer, spesielt i perioder med knapphet på effekt og perioder med stor overproduksjon av fornybar. Vi diskuterer også mulighetene for mer effekt og pumper i det norske vannkraftsystemet.

14.1 Fornybar trenger fortsatt subsidier – til tross for reduserte utbyggingskostnader

Utviklingen mot stadig lavere kostnader for sol- og vindkraft vil trolig fortsette gitt fortsatt økende global utbyggingstakt. Sammen med økende kraftpriser kan det dermed bli lønnsomt å bygge sol og landbasert vind på plasser med god brukstid etter 2030. Likevel ser vi behov for subsidier hele veien til 2040. Det er to hovedgrunner til dette:

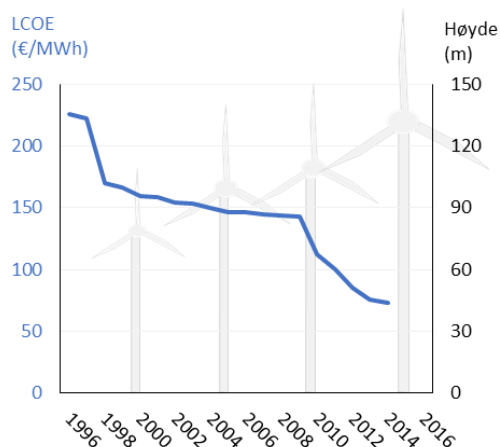
- Europa skal bygge et stort volum fornybar til 2040 – det forutsetter kontinuerlig høy utbygging
- Oppnådd kraftpris for alle produsenter av vind og sol blir relativt sett lavere med økt volum

Støttebehovet varierer i de tre scenarioene. I forventning kan en del gode solkraft- og landbaserte vindprosjekter bygges ut uten støtte etter 2030, mens i Høy kan dette skje allerede på 2020-tallet. I Lav er det derimot behov for subsidier i hele analyseperioden. For havvind er det trolig behov for subsidier i alle scenarioer. Det er også store forskjeller på regioner, og Norge, Sverige og Finland vil være blant de første som kan få en viss utbygging uten subsidier.

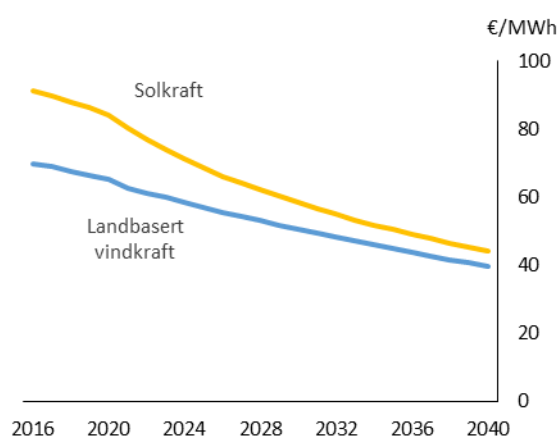
Kostnadene med fornybar går ned – brukstiden går opp

Utbyggingskostnadene for sol- og vindkraft har falt betydelig i takt med at teknologiene blitt mer modne. Figur 14-1 viser kostnadsreduksjonen for vindkraftturbiner til landbasert vindkraft, fra midten av 1990-tallet til i dag. Høyere tårn og større turbinblader har økt brukstiden og vært viktige årsaker til kostnadsreduksjonen per produsert MWh. Kostnadsreduksjonen for solkraft er i stor grad drevet av effektiviseringer i forsyningskjeden og produksjonsprosesser for selve modulene. I løpet av de siste fem årene er kostnaden per produsert enhet fra solkraft halvert, og for landbasert vind har den gått ned med 20-25 %. Også havvind har sett store kostnadsreduksjoner de siste årene. Nylig har både Dong og Vattenfall vunnet anbuds konkurranser på kystnære havvindparker til kostnader langt under forventet utbyggingskostnad.⁵¹

⁵¹ Begge prosjektene kan bli så billige fordi de ligger i grunne vann nær kysten. For Dong sitt prosjekt utenfor Nederland er i tillegg kostnadene for nettilknytning en indirekte subsidie og for Vattenfall sitt prosjekt utenfor Jylland er avstanden mellom park og land svært kort og vil kun trenge AC-kabel.



Figur 14-1: Historisk utvikling fra 1996 til i dag av langsiktig grensekostnad for selve vindturbinen (data fra Bloomberg New Energy Finance) og av gjennomsnittlig navhøyde (data fra Fraunhofer ISE).



Figur 14-2: Prognostisert utvikling i langsiktig grensekostnad fra i dag til 2040 for utbygging av landbasert vindkraft og solkraft (storskala utbygging i Tyskland). Data fra Bloomberg New Energy Finance.

Med en stadig større utbyggingstakt globalt peker de fleste prognoser på at kostnadene vil fortsette ned. Figur 14-2 viser Bloomberg sin prognose for de langsiktige grensekostnadene for utbygging av landbasert vindkraft og solkraft fra i dag til 2040. Med langsiktige grensekostnader menes energikostnad per produsert enhet energi over levetiden.⁵² Denne tar hensyn til både investerings-, finansierings- og driftskostnader og fordeler, og diskonterer disse over forventet produksjon gjennom levetiden. Dette kostnads målet gjør det lett å sammenligne utbyggingskostnadene med forventet oppnådd kraftpris. Faktorer som har mye å si for resultatet for energikostnadene over levetiden i et enkelt utbyggingsprosjekt er brukstid, investeringskostnader og avkastningskrav. Figur 14-2 utgår fra tyske prosjekter med gjennomsnittlige estimater på alle parametere.⁵³

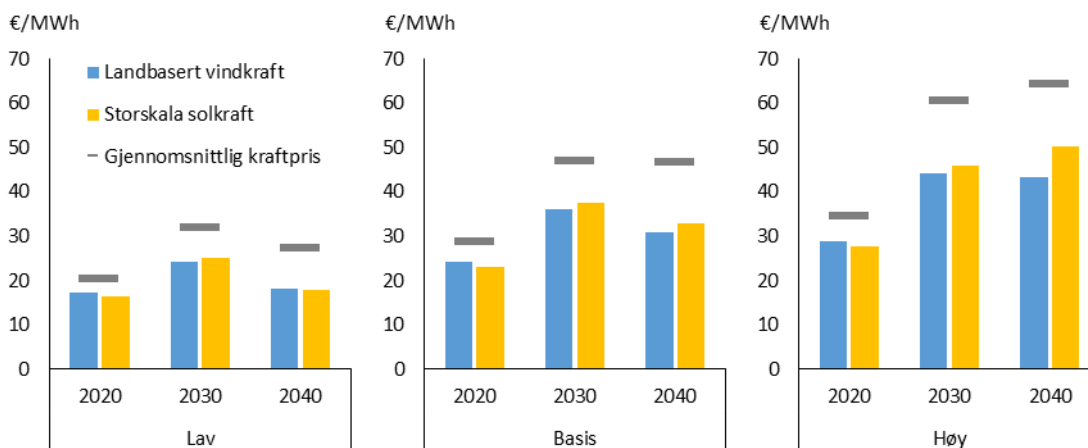
Anslag fra blant annet Bloomberg New Energy Finance og IHS viser at den langsiktige grensekostnaden for både landbasert vind og sol på sikt går ned mot 40-50 €/MWh på kontinentet. Med særdeles god brukstid, for eksempel for gode vindkraftprosjekter i Norden, kan utbyggingskostnaden mot 2040 gå ned mot 25-30 €/MWh. Samtidig er det stor usikkerhet rundt fremtidig kostnadsutvikling. Både global utbyggingstakt og teknologiske sprang kan ha stor betydning. I tillegg kan regionale forskjeller i markedsforhold spille inn.

Lavere produksjonsvektet pris for sol og vind når andelen øker gir fortsatt behov for subsidier

Til tross for vår forventning om betydelig lavere utbyggingskostnader mot 2040 ser vi behov for subsidier av fornybar kraft gjennom hele vår analyseperiode. En viktig årsak til dette er at oppnådd salgspris for fornybarproduksjonen faller når fornybarandelen øker. Sol- eller vindkraft produserer oftest samtidig innenfor en region, og vi får dermed lave priser i timer med høy produksjon. I tillegg oppstår prisspikre utelukkende i timer hvor bidraget fra fornybar er langt under normalt. Oppnådd kraftpris faller derfor raskt til nivåer stadig lengre under den gjennomsnittlige kraftprisen i det aktuelle området.

⁵² Oversatt fra det engelske begrepet Levelized Cost of Electricity, LCOE.

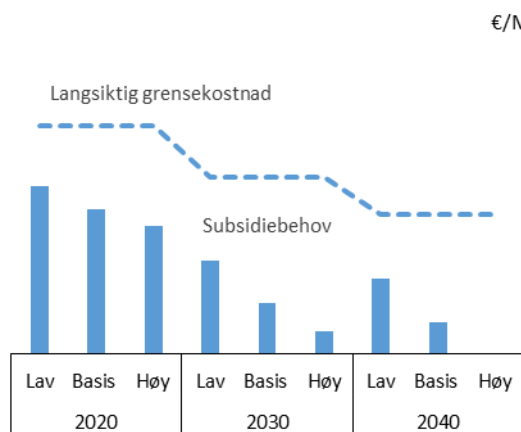
⁵³ For vindkraft går brukstiden fra 2500 timer i 2020 til 3500 timer i 2040 og avkastningskravet er 6 % hele veien. For solkraft er brukstiden rett under 1000 timer og avkastningskravet 6 % hele veien.



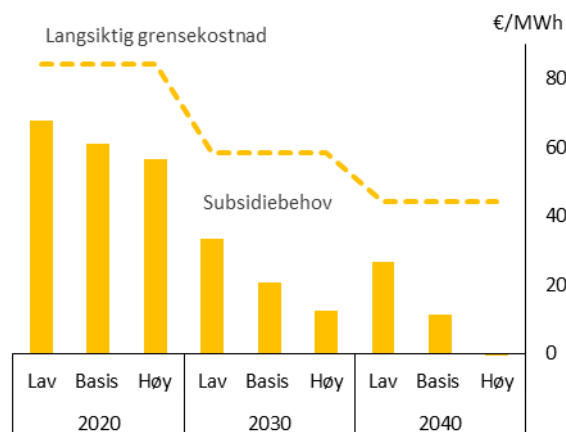
Figur 14-3: Gjennomsnittlig tysk kraftpris og oppnådd kraftpris for landbasert vindkraft og storskala solkraft i våre tre scenarier.

I vårt forventningsscenario er dette illustrert ved at den produksjonsveide prisen for vind og sol øker mindre enn snittprisene til 2030, og faller mot 2040. I forventning er verdien av sol og vind omtrent 30 €/MWh i 2040 i Tyskland, mens gjennomsnittsprisen er over 45 €/MWh. Isolert sett faller verdien av sol raskere enn vind fordi produksjonen er enda mer konsentrert. Dette blir imidlertid kompensert for gjennom mer batterier i våre scenarier.

I vårt lave scenario er verdien av fornybar langt lavere enn i basis, mens det motsatte er tilfellet i Høy. I Høy har vi i tillegg mer batterikapasitet. Dette gjør at verdien av sol øker relativt til vind sammenlignet med forventning.



Figur 14-4: Behovet for subsidier til landbasert vindkraft i Tyskland, gitt oppnådd kraftpris i våre tre scenarier og prognosen for langsiktig grensekostnad fra Bloomberg New Energy Finance.



Figur 14-5: Utvikling i behovet for subsidier til solkraft i Tyskland, gitt oppnådd kraftpris i våre tre scenarier og prognosen for langsiktig grensekostnad fra Bloomberg New Energy Finance.

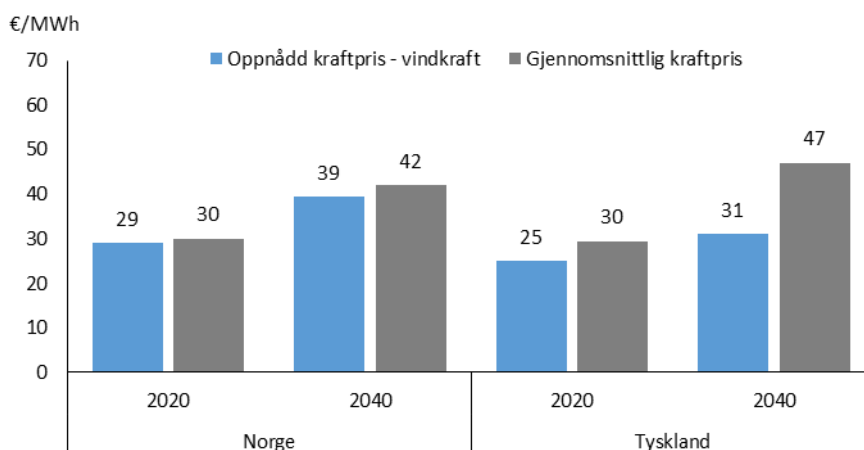
Figur 14-4 og Figur 14-5 illustrerer utviklingen i behovet for subsidier til sol- og vindkraft i våre tre scenarier, hvis vi legger Bloomberg sin prognose for utbyggingskostnader i Tyskland til grunn. Behovet blir lavere utover analyseperioden, men er fortsatt merkbart, særlig i Lav. Prosjekter med høyere brukstid, lavere investeringskostnader eller bedre finansieringsvilkår vil på mange steder kunne være lønnsomme uten støtte mot 2030-2040.

Det er også andre forhold som taler for at det fortsatt er behov for støtteordninger. For det første hjelper det ikke om gode prosjekter blir lønnsomme mot 2030 hvis Europa ligger på etterskudd og må

bygge flere hundre GW på få år. De ambisiøse målene krever trolig en jevn og høy utbyggingstakt i hele perioden. I tillegg må investorer ha en viss sikkerhet hvis nivået på investeringer skal opprettholdes i et usikkert og volatilt kraftmarked.

Vindkraft i Norden mer lønnsom enn på kontinentet

Utbygging av vind er, som vi har vært inne på, mer lønnsomt i Norden enn de fleste andre steder. Årsakene er at gode vindforhold gir høye brukstider, den høye andelen regulert vannkraft, at produksjonen er konsentrert til vinteren når nordisk forbruk er høyt grunnet den store andelen som går til oppvarming. I tillegg utgjør vindkraft en mindre andel av produksjonen enn på kontinentet og Storbritannia. Dette gir samlet sett mindre nedgang i oppnådd kraftpris for vind (figur 14-6). Dette øker sannsynligheten for at vi her kan få en viss utbygging uten subsidier i løpet av 2020-tallet.



Figur 14-6: Simulert årlig snittpris og simulert produksjonsvektet pris for vindkraft i Norge og Tyskland i 2020.

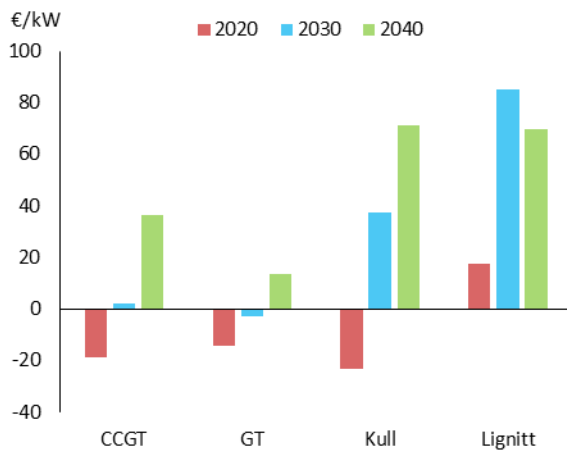
14.2 Termiske kraftverk har liten og usikker lønnsomhet

Vi har tidligere i rapporten vist at termisk kraft fortsatt har en sentral rolle i kraftsystemet mot 2040, både i prisdannelsen og i form av å sikre forsyningen i perioder med lite fornybar. Våre produksjonsserier for sol og vind viser at samlet bidrag fra det området i Europa vi modellerer utenom Norden kan komme ned mot 10 % av installert kapasitet over et helt døgn. I disse periodene må termiske kraftverk dekke opp mot 80 % av forbruket selv om både flytting og utkobling av forbruk, samt lagring bidrar til å balansere systemet.

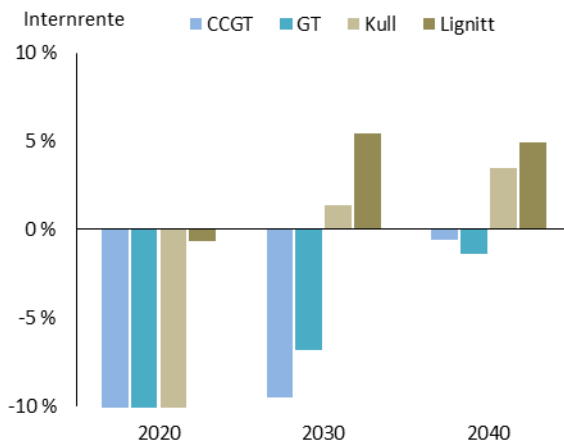
Inntektene til termiske kraftverk øker på sikt – men er ikke nok for å sikre investeringer

Lønnsomheten til termiske kraftverk øker ettersom samlet kapasitet går ned. Dette øker brukstiden for de gjenværende kraftverkene og en strammere margin fører til flere timer med pristopper. Spesielt timer der prisene blir langt høyere enn de kortsiktige marginalkostnadene er viktig for inntjeningen.

Figur 14-7 viser utviklingen i simulert nettoinntekt for fire typer eksisterende kraftverk i løpet av vår analyseperiode. Med nettoinntekt mener vi inntekt fra strømsalg i day-ahead-markedet fratrukket både variable og faste drifts- og vedlikeholdskostnader. Når vi tar hensyn til faste kostnader, så ser vi at en del eksisterende kull- og gasskraftverk driftes med underskudd frem til omtrent 2025. At de likevel ikke blir lagt ned skyldes for det første at de også får inntekter gjennom balanse- og regulerkraftmarkedene. Det andre er at det, spesielt i det tyske markedet, ser ut å pågå en kamp om å være blant de som blir værende i markedet – kraftverkseierne må veie noen år med underskudd mot potensialet for å være en av dem som er igjen og har overskudd når andre har lagt ned. Lønnsomheten for kull og lignitt er bedre enn for gass, men dette har liten betydning når vi forutsetter at disse blir tvunget ut gjennom ulike reguleringer.



Figur 14-7: Årlig driftsoverskudd (inntekter fra day-ahead-markedet fratrukket drifts- og vedlikeholdskostnader) per installert kW for europeiske termiske kraftverk i forventningsscenarioet.



Figur 14-8: Internrente for tyske termiske kraftverk i forventningsscenarioet. Y-aksen er kappet på -10 %, i 2020 er ingen investeringer i nye kraftverk lønnsomme (unntatt lignitt).

Figur 14-8 viser internrenten av en investering i CCGT (grunnlastverk) og GT gassturbin (topplastverk), basert på inntekter i day-ahead-markedet på kontinentet. Disse inntektene er trolig ikke tilstrekkelig til å generere investeringer. Dette gjelder særlig fram til 2030. I land med kapasitetsmarkeder blir dette kompensert for gjennom en viss inntjening fra deltagelse i disse. I Basis 2030 må eksempelvis en nybygget gassturbin ha omtrent 50 % av inntektene sine utenfor day-ahead-markedet for å nå en samlet avkastning på omtrent 5 %. Samtidig ser vi et moderat behov for investeringer i ny termisk produksjonskapasitet fram til 2030 på kontinentet. Dette gjelder særlig i Tyskland som har en stor overkapasitet å tære på. Mot 2040 øker inntektene fra kraftsalg og behovet for støtte eller andre inntekter går ned. Lønnsomheten øker også for investeringer i kraftverk basert på kull og lignitt. Vi forutsetter imidlertid ingen investeringer i denne typen kraftverk som følge av ulike former for utslippsreguleringer.

Vi har lagt inn flere nye termiske kraftverk i Tyskland etter 2030, selv om våre simuleringer indikerer at dette ikke er tilstrekkelig lønnsomt uten støtte gjennom et kapasitetsmarked. Dette tyder på at vi kanskje burde strammet til markedsbalansen enda mer. Samtidig er det mye usikkerhet rundt utviklingen, og flere forhold vi ikke fanger i våre simuleringer. Vi har derfor valgt å sikte mot en mellomløsning der samlede inntekter fra day-ahead- og balansemarkedene øker mye, men der det ikke er full kostnadsdekning for nye investeringer.

Når det gjelder Storbritannia er situasjonen til dels annerledes. Her er kapasitetsmarginen mye strammere allerede i dag, og landet har også et fungerende kapasitetsmarked. Likevel forutsetter vi også her en utvikling med økende inntjening for termiske kraftverk fra day-ahead- og balansemarkedene.

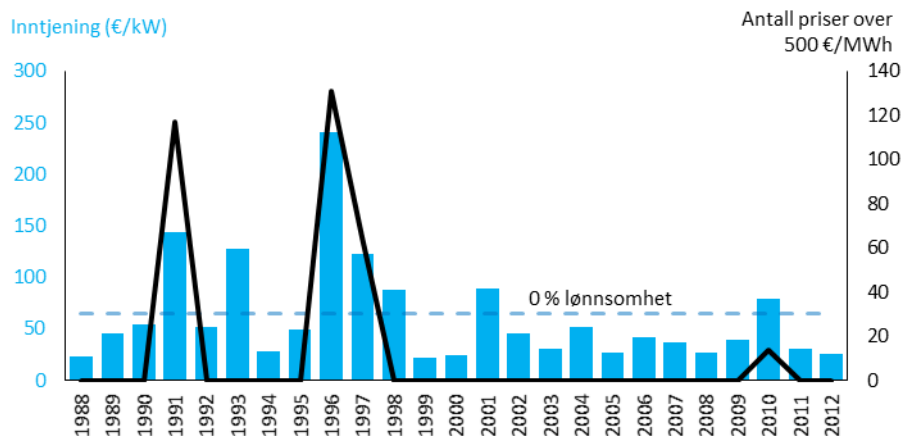
Redusert brukstid og inntjening konsentrert til få timer fører til økt andel gassturbiner

I våre datasett får termiske verk redusert brukstid og inntjeningen blir alt mer konsentrert til få timer. Isolert sett er dette en fordel for gassturbiner sammenlignet med for eksempel CCGT, og annen type grunnlast, fordi disse har lavere investeringskostnad, og er tilpasset lav brukstid og mer variabelt kjøremønster. Vi forventer derfor at en god del av investeringene i ny termisk kraft er gassturbiner. Installert effekt i EU10 øker fra 5 GW i 2020 til 33 GW i 2040. Brukstiden øker i samme periode fra under 1 % i 2020 til ca. 5 % i 2040.

Inntektene til termiske kraftverk er volatile og svært sensitive for endringer i markedet

Til tross for at inntektene for termiske kraftverk øker utover mot 2030-2040 er lønnsomheten fortsatt svært usikker. Det er to hovedårsaker til dette. For det første er mye av inntjeningen konsentrert til et fåtall timer. For det andre vil de store endringene i kraftmarkedet som vi forventer hele veien mot 2040 påvirke prisdannelsen i disse timene.

Figur 14-9 viser inntektene for en nyinvestering i CCGT i Tyskland i år 2030 per simulert værår i vårt basisscenario. I gjennomsnitt er disse inntektene nok for å gi en internrente på 0 %. Samtidig ser vi at det er et fåtall timer innenfor enkelte år der bidraget fra fornybar er unormalt lavt som genererer mesteparten av inntekten. Inntjeningen til termisk kraft blir dermed avhengig av sjeldne vær-situasjoner. I tillegg er det stor usikkerhet rundt hva prisen blir i timer med knapphet. I slike timer kan små endringer i tilbud eller etterspørsel slå kraftig ut på pris. Mange av faktorene som potensielt har stor betydning for prisdannelsen i disse timene vil være i kontinuerlig endring i perioden. Eksempler på dette er bidraget fra batterier og annen type fleksibilitet. I sum gir dette betydelig risiko og trolig høyt avkastningskrav for investorer i termiske verk.



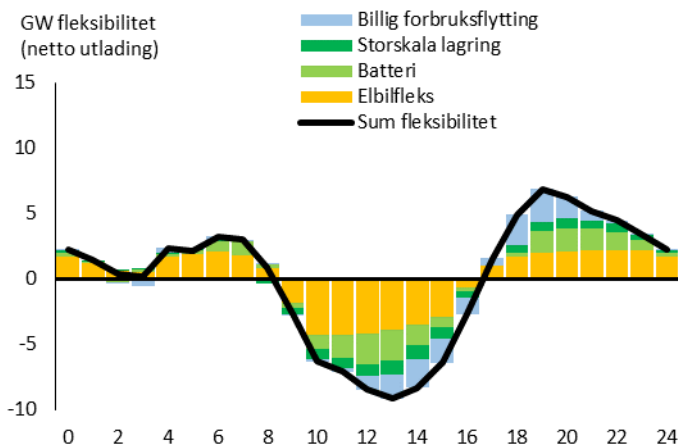
Figur 14-9: Inntjeningen for et nytt CCGT-kraftverk i Tyskland 2030 per værår sammenlignet med antall timer per år der prisen er over 500 €/MWh. Stiplet linje indikerer hvilken årlig inntekt som trengs i snitt for å nå break-even.

14.3 Flexibelt forbruk og lagring spiller en sentral rolle i Europa

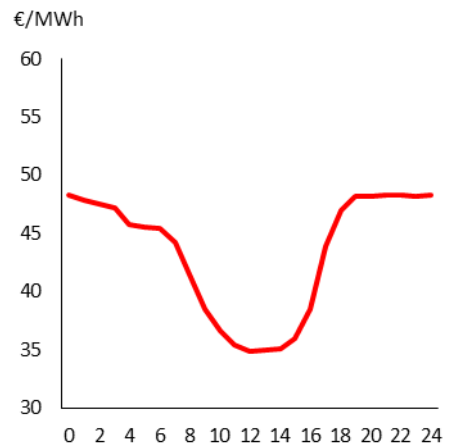
Tradisjonelt har tilbudssiden skapt balanse i markedet gjennom å respondere på endringer i forbruket. Med stadig mer variabel produksjon på grunn av sol og vind får lagring og forbruksfleksibilitet en sentral rolle i å balansere markedet i våre scenarier. Lagring flytter i hovedsak energi, slik at termiske verk blir prissettende, mens fleksibelt forbruk setter prisen direkte i mange timer.

Forbruksfleksibilitet og lagring bidrar i flere forskjellige typer situasjoner

Batterier og forbruk som kan flyttes til lav kostnad er viktige for å utjevne kortsiktige variasjoner i fornybar. Det mest typiske eksempelet er å utnytte den konsentrerte produksjonen fra sol. Figur 14-10 viser det gjennomsnittlige bidraget fra ulike typer fleksibilitet et junidøgn i Tyskland i 2040. Residualforbruket har en tydelig nedgang midt på dagen når bidraget fra sol er høyt, noe som direkte avspeiles i kraftprisen. Både lading av elbiler, batteri og annen billig forbruksflytting utnytter dette. Om vinteren har residualforbruket ikke den samme døgnprofilen, siden vindkraftproduksjon er mer stokastisk.



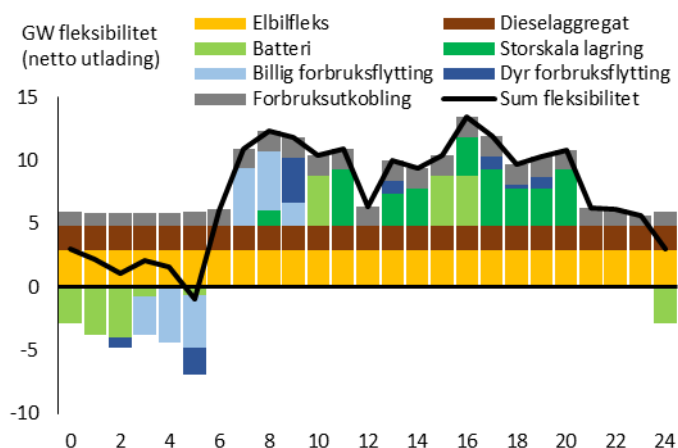
Figur 14-10: Gjennomsnittlig bidrag fra fleksibilitet over døgnet i juni måned for Tyskland Basis 2040.



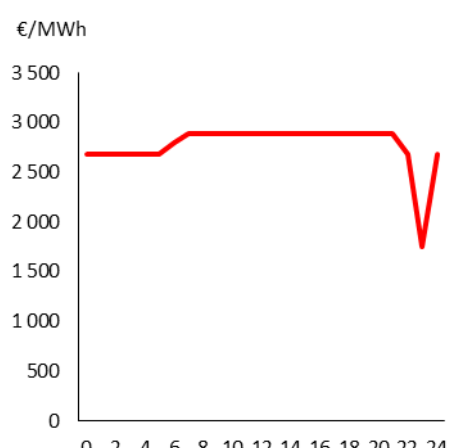
Figur 14-11: Gjennomsnittlig pris over døgnet i juni måned for Tyskland Basis 2040.

Med svingninger i fornybarproduksjonen av lenger varighet ser vi også behov for lagring med større magasinkapasitet. Denne typen lagring blir i hovedsak brukt på høsten og vinteren. Typisk handler det om å ta unna store mengder vindkraftproduksjon som kommer i løpet av et til tre døgn. I Høy, der fornybarandelen er større, ser vi også mer lønnsomhet av forbruk med lav betalingsvilje som kun forbraker i timer med stor overproduksjon fra fornybar. Det kan for eksempel handle om hydrogenproduksjon eller elkjeler kombinert med varmelagring.

Figur 14-12 viser et spesifikt vinterdøgn i Tyskland der fornybarproduksjonen er ekstremt lav gjennom hele døgnet. I de strammeste timene på morgenen og ettermiddagen må all tilgjengelig fleksibilitet bidra for å dekke forbruket. For at batterier og forbruksfleksibilitet skal kunne lade om natten må nødstrømsaggregater kjøre og forbruk med høy betalingsvilje redusere sitt forbruk. Denne oppsparte energien hjelper til å balansere markedet i de strammeste timene senere på døgnet, når også industrilast med enda høyere betalingsvillighet må koble ut. Videre er bidraget fra storskala lagring konsentrert til de strammeste timene. Elbilladingen er på sitt laveste gjennom hele døgnet fordi prisen er så høy.



Figur 14-12: Bidrag fra fleksibilitet under det strammeste vinterdøgnet i Tyskland Basis 2040.

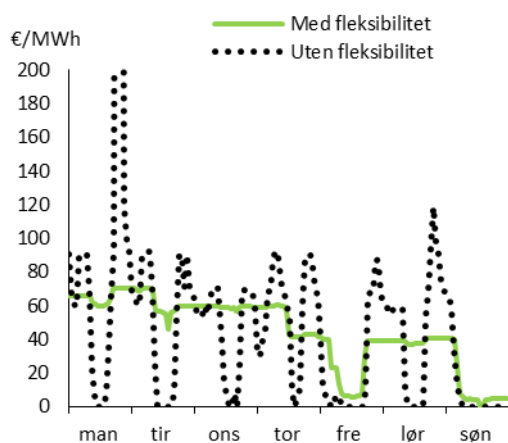


Figur 14-13: Pris under det strammeste vinterdøgnet i Tyskland Basis 2040.

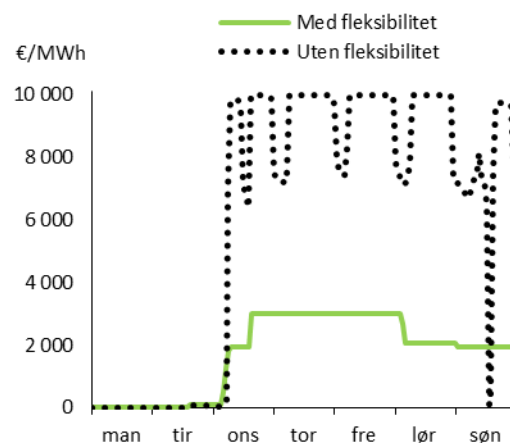
Det er usikkert om kraftmarkedet vil kunne være så optimalisert i stramme perioder, som figurene over beskriver. For å lade batterier eller øke forbruket om natten til en pris på over 2500 €/MWh må det være rimelig sikkerhet om at prisen blir enda høyere om dagen. Likevel er resultatene fra

modellsimuleringene interessante. De indikerer både at forskjellige typer fleksibilitet og lagring kan samvirke, men også at noe av fleksibiliteten kan bli utilgjengelig i lengre perioder med stramhet.

Industrilast kobler ut i de strammeste timene, og hydrogenproduksjon forbruker i timer med lav pris
 Mot 2040 vil fleksibilitet på forbrukssiden av og til sette prisen direkte. Figur 14-14 viser tysk kraftpris en uke i august i vårt høye scenario og i en variant der vi har fjernet mesteparten av den samlede fleksibiliteten fra forbruk og lagring. Vi ser at mer fleksibilitet jevner ut prisen først og fremst gjennom å løfte de laveste prisene, men også å kutte pristopper der gassturbiner setter prisen. I mange timer blir CCGT-kraftverk prissettende. Samtidig setter fleksibelt forbruk fra hydrogenproduksjon prisen direkte i flere timer. Vi har antatt at hydrogenprodusenter har en betalingsvillighet på 40 €/MWh. I timene bidraget fra fornybar er størst relativt til forbruket faller fortsatt prisen mot null, på tross av mer fleksibilitet.



Figur 14-14: Kraftprisen i en illustrativ sommeruke i Tyskland i Høy 2040, sammenlignet med en sensitivitet uten fleksibilitet (forbruksfleksibilitet, batterier og annen lagring).



Figur 14-15: Kraftprisen i en illustrativ vinteruke i Tyskland i Høy 2040, sammenlignet med en sensitivitet uten fleksibilitet (forbruksfleksibilitet, batterier og annen lagring). NB! Skalaen på y-aksen!

Vi har i alle våre tre scenarioer antatt at det samlede reduksjonspotensialet i kraftintensiv industri utgjør en "utkoblingstrapp" på toppen av etterspørselskurven, og dermed setter prisen i de strammeste timene. Dette er viktig for å gi inntjening til topplastverk og gi en buffer mot rasjonering gjennom kontrollert og markedsstyrt utkobling. Figur 14-15 viser hvordan utkobling av forbruk fungerer som pristak og hinder rasjonering (i modellen er 10 000 €/MWh rasjoneringsprisen). Flere topplastverk ville naturlig nok redusert prisen ytterligere, men da hadde inntjeningen til termiske verk, og spesielt gjenværende topplastverk blitt vesentlig redusert.

Potensiale og lønnsomheten av fleksibilitet og lagring er usikker

Både det tekniske og det økonomiske potensialet for fleksibilitet og lagring er usikkert. Mengdene vi har lagt inn i våre konkrete datasett er basert på både litteratur og egne analyser.

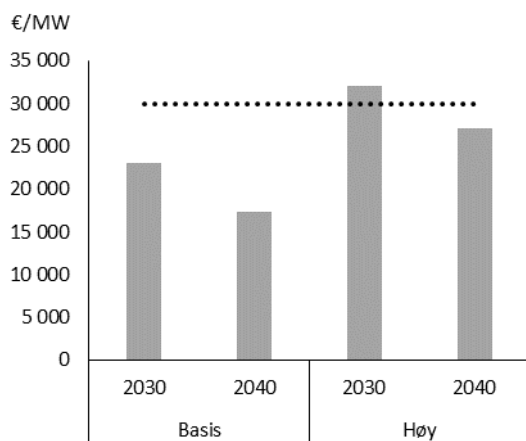
Investeringskostnadene for litium-ion-batterier har falt radikalt de siste årene. Flere aktører estimerer at kostnadene gått ned med 15-25 % årlig siden 2010.⁵⁴ Et viktig usikkerhetsmoment fremover er hvor langt kostnadsreduksjonen vil fortsette. Bloomberg estimerer en fortsatt reduksjon på omtrent 10-15 % per år mot 2030 hvilket tilsvarer en kostnad for batterisystemer⁵⁵ på omtrent 250-300 €/MWh.

⁵⁴ Bloomberg New Energy Finance, IHS og Rocky Mountain Institute (RMI).

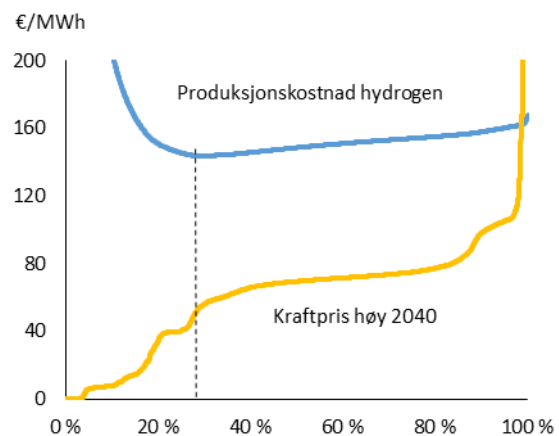
⁵⁵ Et batterisystem består i tillegg til battericeller også av omformeranlegg. En enkel regel gir at kostnaden for omformeranlegget er like stor som den for selve batteriene.

Vi ser også i våre simuleringer at inntektene fra batteri i day-ahead- og balansemarkedene er raskt avtagende når volumet øker, siden de reduserer kortsiktig prisvolatilitet så effektivt. Samtidig kan de gi andre inntekter, blant annet gjennom optimalisering av egenproduksjon og/eller utnyttelsen av distribusjonsnett. Batteriene i våre datasett er ikke lønnsomme kun på inntekter fra day-ahead-markedet, men får mesteparten av inntekten sin derifra. Figur 14-16 viser inntjening i Basis og Høy for et batterisystem.

Fordi storskala lagring fortsatt ikke er en kommersiell teknologi er usikkerheten rundt potensialer og kostnader større for den enn for batterier. Det er usikkert hvilken teknologi som vil bli den etablerte. I våre simuleringer har vi utgått fra noen studier som ser på power-to-gas med lagring i fjellrom og bruk av brenselceller, men det kan like gjerne handle om komprimert luft eller kjemisk lagring. Studiene angir langsiktige kostnadsestimater som er omtrent tredobbelt av vårt anslag på investeringskostnad for batterier i 2040. Til tross for at storskala lagring gjennom sin større lagringskapasitet har mer robust inntjening enn batterier har de derfor i våre simuleringer samlet sett betydelig lavere lønnsomhet. Vi har likevel valgt å inkludere dette i vårt forventingsscenario, siden det er åpenbart stort behov for lagringskapasitet med større magasin i våre 2040-datasett.



Figur 14-16: Gjennomsnittlig årlig inntekt fra handel i day-ahead-markedet med batteri. Linjen indikerer hvilket inntektsnivå som trengs for break-even på en investeringskostnad av 300 €/MWh lagringskapasitet.



Figur 14-17: Produksjonskostnaden for hydrogen i et fleksibelt elektrolyseanlegg, gitt prisstrukturen i høyt scenario 2040.

Figur 14-17 viser langsiktig grensekostnad for hydrogenproduksjon i et elektrolyseanlegg basert på kraftprisen i vårt høye scenario 2040. Fordi volatiliteten er stor i kraftprisen ser vi et tydelig minimumspunkt for kostnaden ved hydrogenproduksjon. Når vi anslår en betalingsvilje for strøm på 40 €/MWh for hydrogenproduksjonen blir optimal brukstid på anlegget 25 % og produksjonskostnaden for hydrogenet altså omtrent 140 €/MWh. Dette tilsvarer en brenselkostnad på omtrent 0,3 € per kjørt mil for en personbil, mot en snittkostnad på 0,1 € per kjørt mil for en elbil i vårt 2040-scenario. Kostnaden for slik hydrogenproduksjon er primært sensitiv for utviklingen innenfor elektrolyseteknologien, men også for hvordan det fremtidige behovet for hydrogen vil se ut. Det som likevel er tydelig er at en høy andel veldig lave kraftpriser kan gjøre det lønnsomt å kjøre noen industrielle prosesser betydelig mer fleksibelt enn i dag.

14.4 Investeringer i vannkraften kan dempe prissvingningene i Norge og Sverige

Større prisvolatilitet kan gjøre det lønnsomt å bygge ut mer effekt og pumpekraft i regulerte vannkraftverk i Norge og Sverige. Dette kan dempe prissvingningene. I Basis og Høy for 2040 og Høy for 2030 har vi forutsatt 2 500 MW økning i den installerte effekten i eksisterende norske vannkraftverk. Vi har

imidlertid ikke forutsatt noen større utbygging. Dette skyldes både den store usikkerheten som ligger i både kostnader, fremtidige priser og potensial, samt at vi per i dag ikke har mulighet til å modellere pumpekraft på en god nok måte. Prisbildet vi ser i våre simuleringer av 2030-2040 indikerer imidlertid at det kan være grunnlag for ganske store investeringer i både pumper og mer effekt.

Teknisk potensial på mange tusen MW

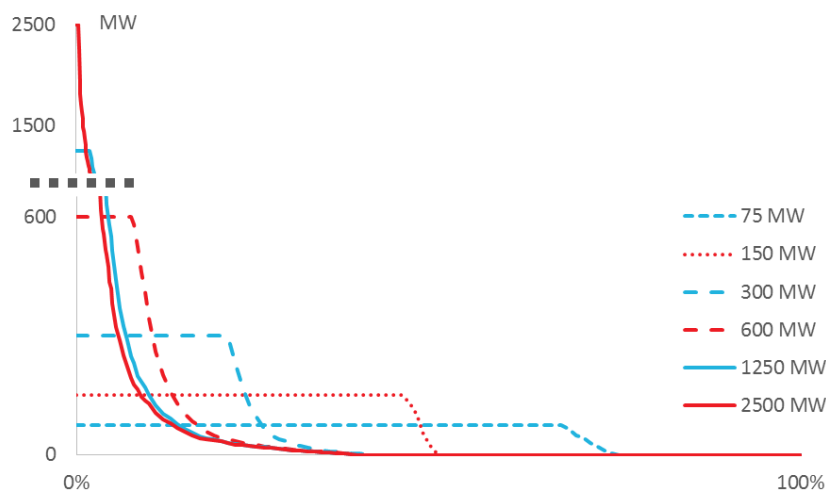
Mange av vannkraftverkene i både Norge og Sverige kan bli oppgradert med mer effekt i forhold til tilsig og magasin. Potensialet kan være stort, selv om mulighetene er begrenset av fysiske forhold så vel som konsesjoner, regulering og kostnad. I rapporten "Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk" anslår NVE et teknisk potensial på 16 500 MW (NVE 2011).

Produksjonsflytting og prisforskjeller gir økt lønnsomhet

Kraftverk med mer effekt produserer samme mengde kraft på færre timer. Altså flytter kraftverket produksjon fra timer med lav pris til timer med høy pris når de får høyere maksimal effekt. Det gir både kraftverket større inntekter, og fører til at kraftprisene blir likere mellom flere timer. Med nok tilgjengelig effekt blir prisene over døgnet nesten helt like, slik det historisk har vært i Norden.

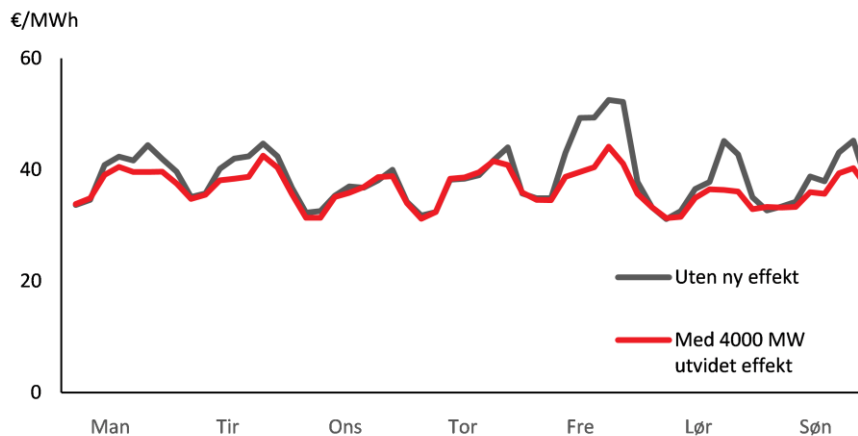
Vi har sett på virkningen i kraftsystemet av å oppgradere effekten i en del kraftverk, uten å endre magasin størrelse eller tilsig. Kostnaden og lønnsomheten av å oppgradere kraftverkene er ikke en del av vår analyse, vi ser bare på virkningen, og litt på inntekten til de oppgraderte kraftverkene. Til sammen har vi økt effektinstallasjonen med inntil 20 000 MW ny effekt i Norge i Basis 2040.

Figur 14-18 viser et av resultatene fra denne delanalysen, i form av en varighetskurve for produksjon i et av vannkraftverkene der vi har økt den installerte effekten. Virkningen av økt effekt kommer tydelig frem i figuren. Med lav installert ytelse produserer kraftverket de fleste timene i året, mens det ved høy installert ytelse har produksjon i vesentlig færre timer.



Figur 14-18: Simulert produksjon fra et kraftverk med samme tilsig og magasin, men ulik installert effekt.

For at større effekt skal være lønnsomt må det være prisforskjeller som kraftverket kan utnytte. Prisforskjellene øker utover i analyseperioden, og dermed også den potensielle inntekten fra økt effekt. Vi har estimert inntektpotensialet med våre datasett, og får en inntekt på ca. 7 500 €/MW i 2020, 18 500 €/MW i 2030 og 30 000 €/MW i 2040.



Figur 14-19: Illustrasjon av pris i Sør-Norge med og uten 4000 MW effektutvidelse i vannkraftverk med lav brukstid. Figuren viser en simulert gjennomsnittssuke på vinteren i et enkelt værår.

Vi mener at det virker realistisk med vekst i installert ytelse i norsk vannkraft. Det vil være en naturlig respons på økte prisdifferensialer, og kan gjøres i forbindelse med rehabiliteringer av de mange kraftverkene som når sin levetid på 2020- og 2030-tallet. Med våre prisprognoser vil slike oppgraderinger bli mer lønnsomme enn i dag, men vi understreker at det er mye usikkerhet rundt dette. Oppgradering av kraftverk utelukkende for å få økt kapasitet virker kanskje mindre realistisk, men det vil naturligvis være sterkt knyttet til utviklingen i kostnader så vel som inntekter.

Pumpekraftverk kan øke fleksibiliteten enda mer

Ved å investere i pumpekraftverk kan vannkraftprodusenter utnytte kortsiktige prisdifferensialer på en litt annen måte enn ved rene effektoppgraderinger. Kraftverket pumper vann opp i timer med lav kraftpris og kan produsere strøm med det samme vannet i timer med høy kraftpris. Denne prosessen bidrar enda mer til utjevning av prisene enn effektinstallasjoner alene siden de forbruker/pumper kraft i timer med lav pris, og produserer i timer med høy pris.

For at det skal være lønnsomt må prisdifferensialen være stor nok til at inntekten dekker energitapet i prosessen. I tillegg skal inntekten forsvare betydelige investeringskostnader. Vi har gjort noen svært grove overslag på inntekt for pumpekraftverk basert på vårt basisdatasett. Intensjonen er først og fremst å si noe om endrede forutsetninger for pumpekraft, og er ikke et reelt estimat på inntekt.

Inntekten er ca. 6 500 €/MW i vårt 2020-datasett, ca. 21 000 €/MW i 2030, og ca. 54 000 €/MW i 2040. Vi ser altså at de økte prissvingningene i norske og nordiske kraftpriser får stor betydning for inntekten til pumpekraftverk, helt i tråd med våre forventninger.

Inntekten øker også mer for pumping relativt til større effektinstallasjon, altså blir gevinsten ved å kunne pumpe viktigere fremover i tid. Det er lett å se for seg at dette er knyttet til større andel fornybar produksjon som gir svært lave priser i perioder. Priser som et pumpekraftverk kan utnytte, men som er vanskeligere å utnytte for et effektkraftverk siden det allerede ikke har produksjon i disse timene.

Den nordiske kraftsystemmodellen vi bruker i dag kan ikke beregne virkningen av effektpumping tilstrekkelig godt. Årsaken er at behovet for slike beregninger tidligere ikke har vært tilstede, og modellen optimaliserer derfor ikke produksjonen fullt ut fra time til time. Gjennom flere FoU-programmer jobber vi med å forbedre de eksisterende modellene og utvikle nye, slik at også hurtige prissvingninger, pumping og effektkjøring blir tatt bedre hensyn til.

Inntektsforskjeller mellom effektkraftverk og pumpekraftverk

Effekt- og pumpekraftverk utnytter begge prisforskjeller og bidrar til å jevne ut prisene, men det er likevel litt forskjell på hvilke priser som er viktige for dem.

I et kraftverk med 4000 brukstimer er det typisk produksjon i de omkring 4000 timene med høyest pris i løpet av et år, gitt at det er tilstrekkelig regulerbart. Dersom kraftverket oppgraderes til dobbel ytelse, og altså 2000 brukstimer, så kan det flytte produksjonen til de 2000 timene med høyest pris. Det er altså prisforskjellen mellom de 2000 timene med høyest pris og 2000 timene med nest høyest pris som er viktig.

I et pumpekraftverk pumper man opp vann i timene med lavest pris, og produserer vann i timene med høyest pris. Altså er det prisforskjellen mellom de, for eksempel, 2000 timene med høyest pris og 2000 timene med lavest pris som er viktig. Denne forskjellen, samt at pumping gir et tap som produksjonsflytting ikke gjør, fører til at det er situasjonsavhengig hvilken av de to utvidelsene som gir mest inntekt.

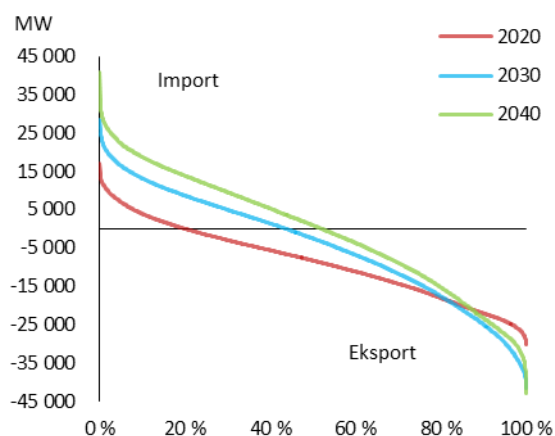
15 Kraftflyt og prisforskjeller mellom land og regioner

Med økende andel uregulert fornybarproduksjon ser vi at kraftflyten mellom land og internt blir større. Dette er en sentral driver for de omfattende utbyggingsplanene for nettet i hele Europa. I Norden ser vi at dagens flytmønster nord-sør blir forsterket.

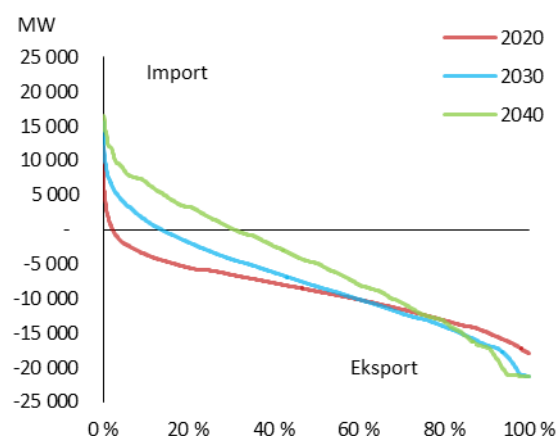
15.1 Mer utveksling og trolig større prisforskjeller på kontinentet

Våre simuleringer viser tydelig at kraftflyten mellom land på kontinentet øker vesentlig mot 2030 (figur 15-1 og figur 15-2). I stadig større grad blir behovet for utveksling drevet av været. Våre værserier viser at været i Europa er korrelert, men på langt nær perfekt. Derfor er handel mellom større områder viktig for å integrere fornybar kraft effektivt. Hvor mye flyten øker avhenger naturlig nok også av hvor mye kapasiteten i nettet øker.

Figurene nedenfor viser også at både Tyskland og Frankrike går fra å være store krafteksportører i 2020 mot mer balansert utveksling på lenger sikt. I Tyskland skyldes dette at kjernekraft, kull og lignitt blir lagt ned. Frankrike har tradisjonelt vært en stor eksportør på grunn av stor andel kjernekraft. Dette endres gradvis ettersom andelen minker. I tillegg får alle land mer fornybar.



Figur 15-1: Varighet for tysk kraftutveksling i vårt forventningsscenario.



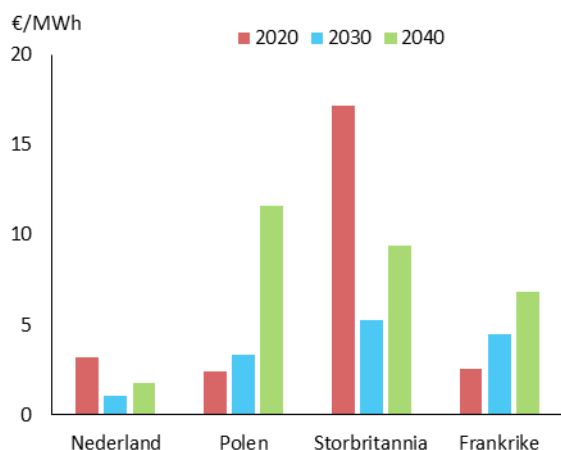
Figur 15-2: Varighet for fransk kraftutveksling i vårt forventningsscenario.

Likere kapasitetsmiks i Europa mot 2030 gir i snitt også likere gjennomsnittspriser. Dette kan gi inntrykk av at prisforskjellene mellom land blir mindre, men skjuler at prisene varierer betydelig mellom ulike områder i takt med fornybarproduksjonen. Figur 15-3 illustrerer hvordan prisforskjellen mellom Tyskland og fire andre europeiske land utvikler seg fremover i vårt forventningsscenario. Vi ser en tydelig trend mot større prisforskjeller⁵⁶. Figur 15-4 viser prisforskjellene i våre tre scenarier i 2040. Forskjellene øker med prisnivået og mer volatile priser. Samtidig ser vi at prisforskjellene i 2040 i vårt lave scenario er høyere enn i forventning 2030, på tross av at prisnivået er vesentlig lavere. Dette bekrefter at mer fornybar isolert sett gir økte prisforskjeller.

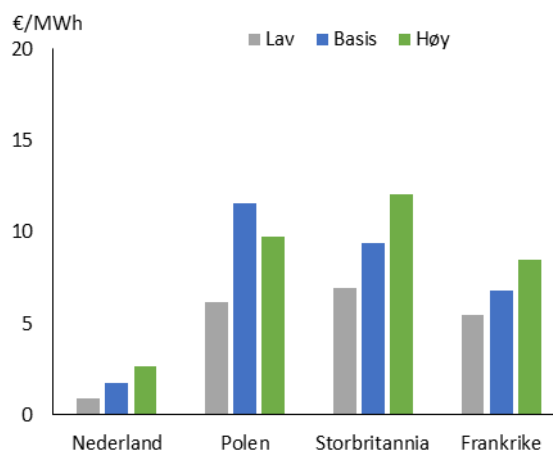
Inngående studier av prisforskjeller mellom land på kontinentet har ikke vært hovedformål med denne analysen. Redusert nettkapasitet og andre hendelser i kraftsystemet er for eksempel ofte opphav til

⁵⁶ I 2020 bidrar den særegne CO₂-avgiften i Storbritannia til at britiske priser er betydelig høyere enn i landene rundt. Vi antar at denne forsvinner mot 2030. Dette vil gi likere prisnivå og redusere prisforskjellene kraftig.

store prisforskjeller i kortere perioder. Samtidig kan mer nettkapasitet etter 2030 enn vi har lagt til grunn redusere forskjellene. I sum er det likevel en klar trend mot økt verdi av overføringskapasitet.



Figur 15-3: Absolutt prisforskjell mellom Tyskland og andre områder i Basis for 2020, 2030 og 2040.



Figur 15-4: Absolutt prisforskjell mellom Tyskland og andre områder i Lav, Basis og Høy for 2040.

15.2 Økt kraftutveksling internt og ut av Norden – større prisforskjeller

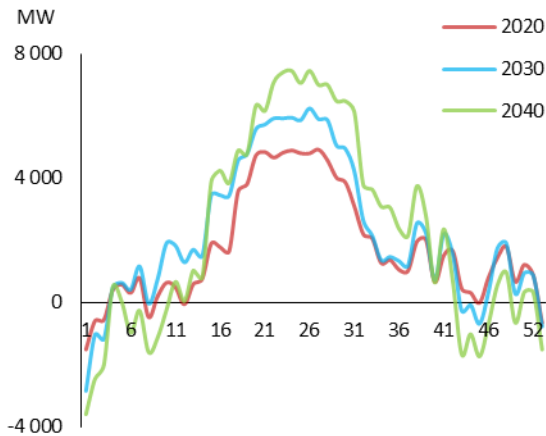
En stadig større andel uregulert produksjon i Norden gir etter hvert mye større svingninger i effekt-situasjonen på nordisk side. Dette gir både mer flyt internt i Norden, men også mot nabolandene. Tabell 15-1 oppsummerer endringene i årlig import og eksport mellom Norge, Sverige og Finland og tilknyttede områder.

Tabell 15-1: Import, eksport og nettoeksport (TWh per år) mellom Norge, Sverige og Finland og tilknyttede områder i normalår. Basis 2020, 2030 og 2040.

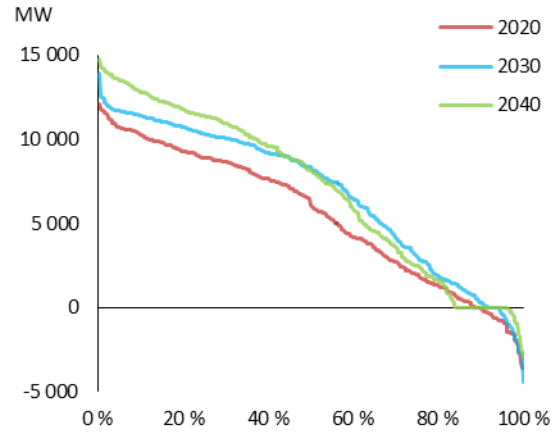
	2020			2030			2040		
	↓	↑	Netto	↓	↑	Netto	↓	↑	Netto
Danmark	8	9	0	7	12	4	8	11	3
Tyskland	10	9	-1	9	13	5	10	13	3
Nederland	1	3	2	1	3	1	2	3	1
Storbritannia	0	12	11	2	7	5	7	14	7
Polen	2	2	1	1	3	2	1	3	2
Baltikum	5	4	-1	5	4	-1	4	5	1
Russland	4	0	-4	5	0	-5	4	0	-3
SUM	31	39	9	31	42	11	35	49	14

Vi ser også en tydelig sesongprofil i utvekslingen ut av Norge, Sverige og Finland. Figur 15-5 illustrerer dette. Om vinteren er det ofte mye import drevet av lave priser på kontinentet, men også i situasjoner der det på nordisk nivå er knapphet. I sommerhalvåret dekker uregulert vann, vind og solkraft i stadig flere timer hele det nordiske forbruket, og vi får mye eksport.

Mesteparten av forbruket i Norden er lokalisert i sør, mens stor andel av produksjonskapasiteten ligger i nord. Det gir stor flyt av kraft fra de nordlige til de sydlige områdene. Figur 15-6 viser at dette flytmønsteret forsterkes mot 2030 og 2040. Hovedårsakene er videre utbygging av vindkraft i nord, nedleggelse av kjernekraft i sør og plasseringen av nye forbindelsene til Europa i sør og vest.

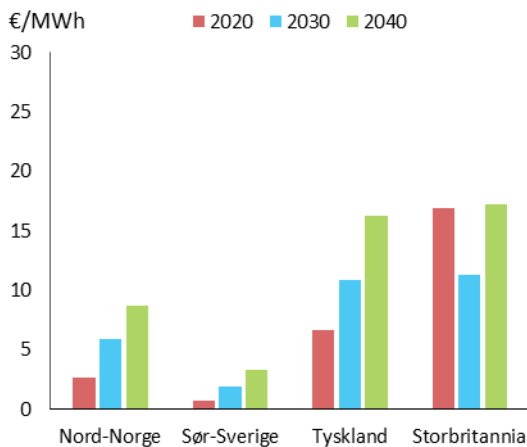


Figur 15-5: Samlet flyt per uke ut av Norge, Sverige, Finland sørover i 2020, 2030 og 2040.

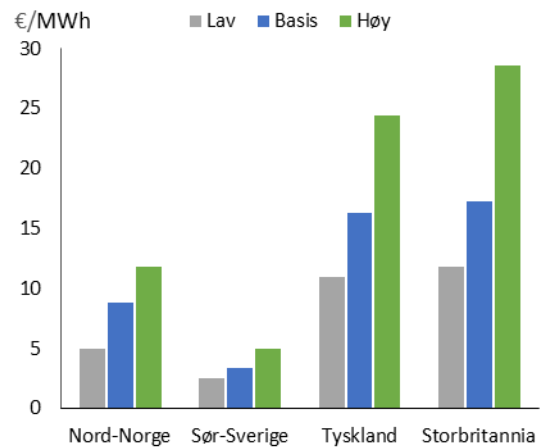


Figur 15-6: Varighet av samlet flyt nord-sør gjennom Norge, Sverige, Finland i 2020, 2030 og 2040.

Mer flyt i nettet gir også økende prisforskjeller. Internt i Norden går trolig områdene i nord mot et noe lavere prisnivå. Prisforskjellene i Norden øker med prisnivået. Også mot kontinentet forventer vi økende prisforskjeller⁵⁷. Hvor mye er likevel forbundet med stor usikkerhet, illustrert gjennom våre ulike prisscenarioer. Igjen må vi presisere at denne analysen ikke handler om prisforskjeller og nytten av å forsterke nettet mellom spesifikke områder.



Figur 15-7: Absolutt prisforskjell mellom Sør-Norge og andre områder i Basis for 2020, 2030 og 2040.



Figur 15-8: Absolutt prisforskjell mellom Sør-Norge og andre områder i Lav, Basis og Høy for 2040.

⁵⁷ Den høye prisforskjellen mot Storbritannia i 2020 kommer av at prisnivået der er mye høyere enn i resten av Nord-Europa. Vår forutsetning om at den særegne britiske CO₂-avgiften forsvinner og at kapasitetsmiksen blir likere med den på kontinentet fjerner mesteparten av forskjellen i prisnivå, og reduser dermed prisforskjellene mot 2030.

16 Sentrale problemstillinger i 2040 og veien videre

Når vi flytter analysehorisonten fra 2030 til 2040 øker usikkerheten for en rekke faktorer. Analysen av 2040 gir oss likevel en nyttig oversikt over hovedtrender og fundamentale sammenhenger som vil prege kraftsystemet og markedet. Vi får også et bedre grunnlag for å vurdere hva som vil være rasjonelle investeringer i kraftsystemet lenge før 2040, og dermed en bedre begrunnelse for våre forutsetninger for 2020 og 2030. På samme måte er utviklingen etter 2040 høyst relevant for hva som skjer før vi kommer så langt.

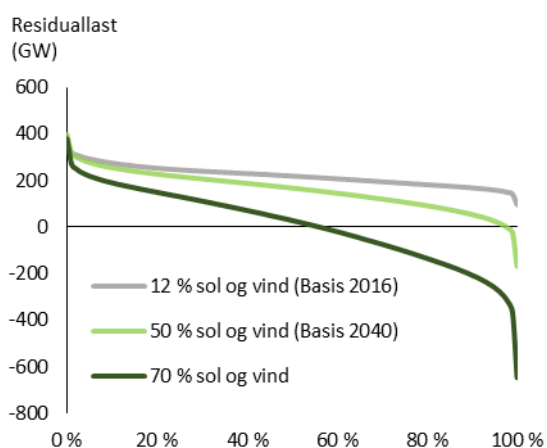
I dette kapitlet drøfter vi noen problemstillinger vi ser komme etter 2040. Poenget er ikke å komme med klare svar og løsninger, men å oppsummere mulige utfordringer og sentrale problemstillinger.

16.1 Fornybar er vinneren – men det er krevende å fjerne alle utslipp med sol og vind

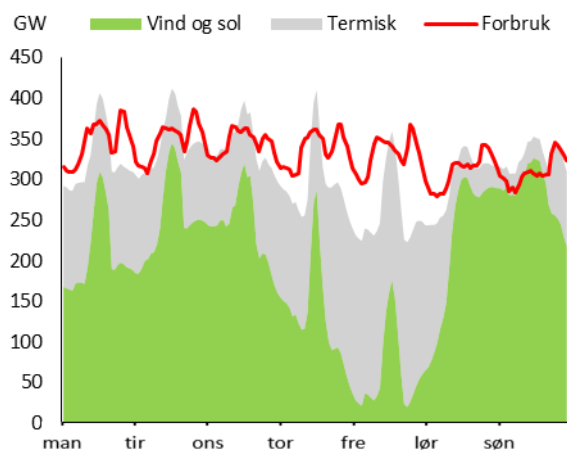
I 2040 er det fortsatt betydelige utslipp av CO₂ både i kraftsektoren og i resten av energisystemet i våre scenarier. Samtidig ser sol- og vindkraft per nå ut til å være teknologivinnerne. Spørsmålet er hvor langt man kan gå i å kutte utslipp primært basert på utbygging av sol- og vindkraft.

Utfordringene ved å kutte utslipp gjennom utbygging av sol og vind blir stadig større etter hvert som andelen øker. I 2040 er samlet installert effekt fra disse to teknologiene over dobbelt så høy som gjennomsnittsforsbruket i våre scenarier⁵⁸. Et gjennomgående tema i rapporten har vært hvordan dette endrer kraftsystemet. Den store utfordringen er den enorme variasjonen i produksjonen fra disse kildene, og at denne er lite korrelert med eksisterende forbruksprofil. Vi har fokusert på konsekvensene for kraftmarkedet, og spesielt kraftprisene.

Når vi øker andelen sol- og vindkraft utover 2040-nivået er det stadig flere timer hvor uregulert produksjon dekker hele forbruket. Samtidig er det fortsatt perioder med neglisjerbar fornybar produksjon. Figur 16-1 viser utviklingen i residualt forbruk i et tenkt tilfelle der sol- og vindkraftandelen øker til 50 og 70 % gitt dagens forbruksprofil. Residualforbruket varierer mellom +300 og -300 GW. Historisk har dette variert mellom +300 og +150 GW, omtrent på nivå med variasjonen i forbruket.



Figur 16-1: Residualt forbruk i EU10 i 2016, og to mulige datasett for 2040 der sol og vind står for hhv. 50 og 70 % av produksjonen gitt dagens forbruksprofil.



Figur 16-2: Samlet forbruk, bidrag fra sol og vind, og termisk for EU10 i en tilfeldig vinteruke fra vårt forventningsscenario 2040.

⁵⁸ I tillegg kommer uregulert produksjon fra vannkraft og termisk kapasitet med lite reguleringsevne.

Spørsmålet er hvordan man skal balansere et system med så store, raske og volatile endringer. Den største utfordringen blir trolig hvordan man dekker forbruket i perioder der fornybarproduksjon er mye lavere enn normalt i mange dager på rad. På den andre siden må man klare å flytte og utnytte energien i periodene med enorm overproduksjon for at en slik utbygging skal være hensiktsmessig. I tillegg er det flere andre utfordringer. Variasjonene innenfor korte tidsrom blir på et helt annet nivå enn i dag. Figur 16-2 viser et eksempel fra vårt forventningsscenario for 2040. I denne uken går den samlede produksjonen fra sol- og vindkraft fra nesten 0 til 300 GW på et døgn. Selv om værprognosene blir bedre vil slike ekstreme endringer trolig gi store avvik mellom prognoser og reell produksjon med tilhørende behov for kortsiktig balansering i driftstimen. Et annet moment er at vi med våre modellsimuleringer forenkler og optimaliserer systemet for godt. Blant annet gir en perfekt prognose uten usikkerhet innenfor uka i modellen en tilnærmet optimal bruk av all tilgjengelig fleksibilitet fra termiske kraftverk, lagring og forbruk. I vår markedsmodell for Europa⁵⁹ har vi i tillegg færre og mer forenklede restriksjoner innen nett og produksjon, samt færre uventede hendelser og mindre stokastikk enn hva tilfellet er i virkeligheten. Våre modellsimuleringer underdriver dermed utfordringene som følger av så høye andeler sol- og vindkraft som vi her snakker om.

På samme måte som for perioden fram til 2040 forutsetter en videre satsing på sol og vind åpenbart vesentlig vekst innen energilagring, i tillegg til at enda mer forbruk responderer både på høye og lave priser. Spørsmålet er i hvilken grad dette lar seg gjøre, og om ikke andre kilder til utslippsfri produksjon likevel vinner fram. Per i dag er det vanskelig å se gode alternativer, gitt at kjernekraft fortsetter å være dyrt og uakseptabelt i mange land, og CCS er langt fra å kunne bidra i stor skala. Vi kan imidlertid fortsatt havne i et scenario der kjernekraft og CCS spiller en sentral rolle, slik eksempelvis IEA vektlegger i sine scenarioer. Brenselceller med hydrogen kan være en mulighet, særlig hvis kostnadene faller betydelig. Biogass kan også bidra i knapphetsperioder. Biogass kan utnytte eksisterende infrastruktur og sesonglager. Det er også mulig å bruke biogass i brenselceller – eventuelt i form av distribuert produksjon av kraft og varme. Forbedringen av geotermisk kraftproduksjon, vindkraft med lengre brukstid og havenergi kan også gi visse bidrag til å stabilisere tilgangen på kraft.

Hvis vi ser hele energisystemet under ett er det tydelig at energieffektivisering må spille en sentral rolle. Det blir mye lettere å nå målet om avkarbonisering om det samlede energiforbruket reduseres vesentlig.

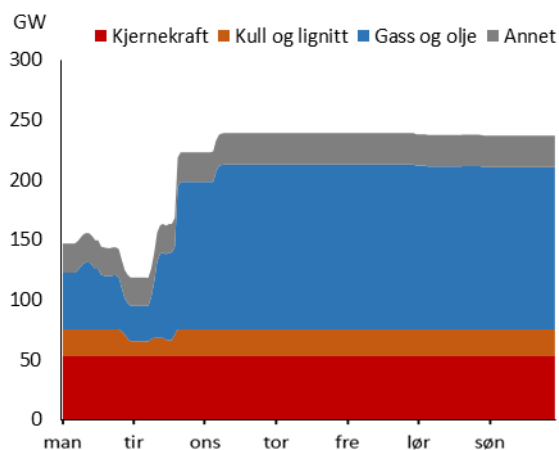
Hvordan videre utslippskutt blir gjennomført etter 2040 er et sentralt usikkerhetsmoment. Uten å gå for dypt inn i dette nå kan vi konkludere med at det vil bli stadig mer krevende å gå videre basert på utbygging av sol- og vindkraft alene. Samtidig er det en stor sannsynlighet for at markedsandelen for disse teknologiene blir større enn 50 % slik vi har forutsatt for 2040.

16.2 Må tenke annerledes om forsyningssikkerhet – målet er kontrollert utkobling

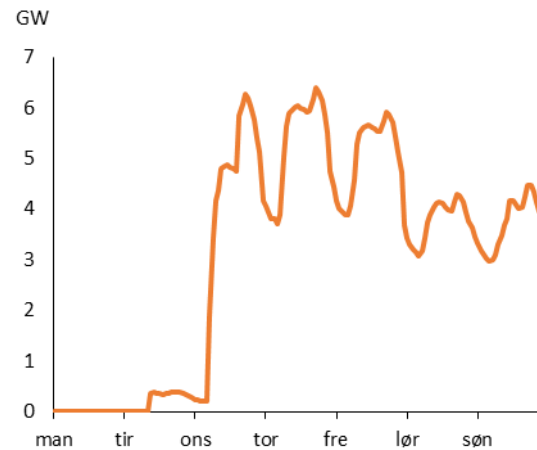
I vårt forventningsscenario for 2040 har vi fortsatt 300 GW termisk kapasitet i EU10, og av dette er 200 GW kull- og gasskraftverk. I perioder med lite fornybar er det disse kraftverkene som er ryggraden i systemet, selv om fleksibilitet fra lagring og forbruk spiller en stadig viktigere rolle. Ved en videre utbygging av sol- og vindkraft blir imidlertid brukstiden for termiske verk stadig lavere. Samtidig vil en ytterligere utfasing av kull- og gasskraft, uten å erstatte dette med CCS, kjerne- og biokraft, innebære at bidraget fra lagring og fleksibelt forbruk må øke veldig mye. Dette kommer i tillegg til det allerede høye nivået vi har forutsatt i 2040. Figur 16-4 viser at vi i den mest anstrengte uka i Basis 2040 har tilsammen i overkant av 100 timer på rad med en samlet reduksjon på 4000-6000 MW industriforbruk

⁵⁹ BID-modellen, som er nærmere beskrevet i kapittel 2.1.

i EU10-området. Et kjernesporsmål etter 2040 blir i hvilken grad det er akseptabelt med enda større, mer langvarige og mer hyppige reduksjoner i forbruket.



Figur 16-3: Termisk produksjon i EU10 under den strammeste uka i Basis 2040.



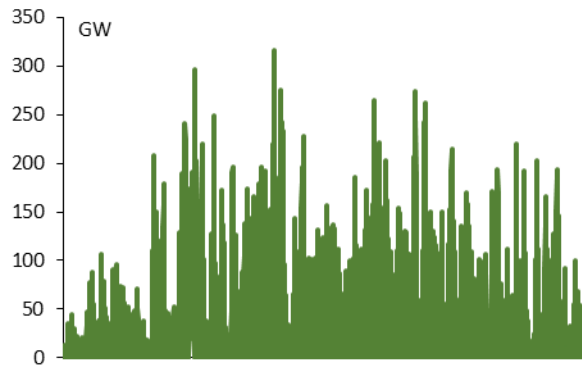
Figur 16-4: Samlet utkobling av industrilast i EU 10 i den strammeste uka i Basis 2040.

Det å bruke kapasitetsmekanismer til å opprettholde flere hundre GW produksjonskapasitet som bare skal brukes unntaksvis vil trolig medføre uforholdsmessig store kostnader. Den samlede produksjonskapasiteten fra urensset kull- og gasskraft vil derfor trolig bli vesentlig redusert fra nivået vi har forutsatt i 2040, og bidraget fra lagring og forbruksfleksibilitet må vokse ytterligere for å unngå rasjonering. Likevel virker det nødvendig å ha noe bio, kjernekraft og CCS i bunnen. Innenfor et scenario der man kutter utslippene med 80 % kan det også være rom for noe urensset gass med kort brukstid som hjelper til i de aller knappeste timene. Uansett blir det en avveining mellom å ha produksjons- og lagringskapasitet som bare unntaksvis blir brukt, og å ha en betydelig markedsbasert reduksjon av forbruket i de mest anstrengte timene, med tilhørende høye priser. Problemstillingen oppstår lenge før 2040, men blir enda større i siste del av prosessen mot et tilnærmet utslippsfritt kraftsystem.

Dette gjør det mer tydelig og sannsynlig at nasjonale myndigheter etter hvert vil måtte endre tenkingen rundt forsyningssikkerhet. Målet vil fortsatt være å sikre at produksjonen dekker forbruket og at systemet driftes med høy grad av stabilitet og minimal fare for utfall. Men forbruket som skal dekkes må bli mindre i timer med høyt residualforbruk. Målet blir dermed i større grad å sikre en kontrollert og markedsstyrt reduksjon av forbruket i disse periodene. En forutsetning for dette er større aksept for at kraftprisen blir svært høy i kortere perioder. Dette vil sikre at gjenværende termiske verk kan få inntjening, og gjøre systemet mer robust for feil. I tillegg blir det tydeligere at det ligger store kostnadsbesparelser i å se utover egne landegrenser og dele på den tilgjengelige effekten.

16.3 Må ha mye ny fleksibilitet for å ha nytte av ny fornybar, men vil bli tap av energi

Når andelen sol- og vindkraft, målt som andel av samlet årsproduksjon, blir større enn 30 % viser våre simuleringer at en økende andel av produksjonen går til spille i form av uutnyttet overproduksjon. Gitt at det ikke kommer lagring og fleksibelt forbruk går ca. 20 % til spille hvis andelen sol og vind øker fra 40 til 50 %. Ved 60 % blir tapet på nærmere 30 %. Figur 16-5 viser spill per time i sekvens over et simulert værår der fornybarkapasiteten i teorien produserer 60 % av energien gitt dagens forbruksprofil og uten lagring. I dette eksempelet er det tap av energi i over 25 % av timene, og maksimalt tap er på omtrent 300 GW. Når ca. 1/3 av ny sol- og vindkraftproduksjon går til spille gir dette naturlig nok en sterkt avtagende effekt på videre klimakutt.



Figur 16-5: Spill per time i et værår for et tenkt scenario der sol- og vindkraft dekker 60 % av forbruket uten ny fleksibilitet fra lagring og forbruk.

For å opprettholde den økonomiske verdien av fornybarproduksjonen, og den ønskede effekten på utslippene av CO₂, er mer fleksibilitet i form av forbruk og lagring avgjørende. Det vil likevel ikke være lønnsomt å investere i så mye fleksibilitet at man helt unngår spill av energi. Etter hvert blir det en balansegang mellom kostnadene forbundet ved å utnytte all produksjon i de mest vind- og solrike periodene, og kostnadene ved å la noe av produksjonen gå til spille. Her spiller kostnadsutviklingen for nye solceller og vindturbiner, relativt til kostnadene på for eksempel batterier og andre lagringsteknologier inn. Desto billigere det blir å bygge ut ny produksjon, desto mindre viktig blir det å ta vare på all produksjonen. Motsatt vil veldig billige batterier kunne gi store investeringer i slik kapasitet, selv om mye av denne blir stående ubrukt i mye av tiden. Likevel er bidraget fra sol og vind så konsentrert i perioder at i et system der fornybar står for brorparten av produksjonen vil det neppe være lønnsomt å utnytte all energien.

16.4 Vi kan få endringer i markedsdesignet og markedet kan få en annen rolle

Over en så lang tidshorisont som fram til 2040-50 kan både måten kraftmarkedet er organisert på og rollen det har i kraftsystemet endre seg betydelig. Vi skal ikke gå mye inn på dette her, men bare kort drøfte to problemstillinger vi ser komme sterkere på lengre sikt.

Fornybar kan gjøre det nødvendig å flytte markedsklareringen nærmere driftstimen

Etter hvert som uregulert fornybar produksjon får større markedsandeler kan vi forvente større avvik mellom produksjonsprognosene som ligger til grunn for budgivningen i day-ahead-markedet og reell produksjon i driftstimen. Stadige forbedringer i prognosemodeller og værvarsel vil begrense denne effekten, men med så store volumer sol- og vindkraft som vi ser for oss 25-30 år fram i tid kan selv mindre avvik i prognosene gi store ubalanser målt i MW. Dette vil trolig innebære et større behov for reguleringsressurser i driftstimen. Det vil trolig også innebære at mer av handelen må flyttes nærmere driftstimen. Hva dette kan gi av endringer i organiseringen av markedet er usikkert, men det kan i ytterste konsekvens gjøre det nødvendig å flytte markedsklareringen fra day-ahead til en form for kontinuerlig klarering time for time like i forkant av driftstimen.

Kan få en varig dekobling av kortsiktig og langsiktig markedsbalanse

Prisdannelsen i markedet er i dag i all hovedsak basert på kraftverkernes kortsiktige marginalkostnader. Sol- og vindkraft har imidlertid neglisjerbare marginalkostnader, hvilket gir priser nært null når disse er prissettende⁶⁰. Det store spørsmålet på lang sikt er om et marked basert på marginalkostprising vil kunne fungere tilfredsstillende når andelen sol- og vindkraft vokser til 40, 50 og kanskje 60 %. Med så

⁶⁰ Kan også gi negative priser hvis produksjonen er knyttet opp til feed-in tariffen.

store volumer produksjon uten vesentlige produksjonskostnader vil forbrukssiden og lagring måtte ta en stadig sterkere rolle i prissettingen. Dette er fullt mulig og i vårt basisdatasett for 2040 har vi forutsatt at dette i stor grad er tilfelle. Det er samtidig usikkert om lagring og forbruksfleksibilitet kan gi et tilstrekkelig høyt prisnivå, slik at vi får de ønskede investeringene sett fra samfunnets perspektiv.

Våre analyser indikerer at det vil være vanskelig å både ha en så stor fornybarandel og et marked som samtidig gir priser der alle aktører tjener nok til å dekke sine investerings- og driftskostnader. I simuleringene av våre datasett for 2040 bidrar både forbruk og lagring i stor grad til å løfte prisene opp fra null i perioder med mye sol- og vindkraft. Samtidig ser vi et fortsatt behov for subsidier av sol- og vindkraft som følge av en sterk reduksjon i oppnådd kraftpris for fornybar. Den ekstra fleksibiliteten gir ikke et stort nok løft i prisene når det er mye sol og vind. Her er det naturlig nok mye usikkerhet knyttet til hvordan den nye fleksibiliteten påvirker prisene. Samtidig er det etter vår vurdering en klar mulighet for at vi aldri kommer i en situasjon der det lønner seg å bygge ut fornybar på kontinentet og i Storbritannia basert på kraftprisene alene. I Norge, Sverige og Finland er situasjonen en annen der regulert vannkraft i større grad bidrar til å opprettholde prisene i timer med mye vindkraft.

I kapittel 14 drøftet vi hvordan en ustabil langsiktig markedsbalanse gir stor usikkerhet for investorer i termisk produksjon og fleksibilitet. Denne usikkerheten vil trolig bli enda større ved en videre utbygging av sol- og vindkraft etter 2040. Dette kan gi en situasjon der det er mindre fleksibilitet tilgjengelig enn hva som egentlig er optimalt sett fra et samfunnsperspektiv. Resultatet kan bli både flere timer med rasjonering og flere timer med spill av energi enn hva det egentlig er betalingsvilje for i samfunnet. Dette kan tvinge fram varige løsninger for betaling av kapasitet utenfor det ordinære kraftmarkedet, enten gjennom kapasitetsmarkeder eller at strømkunder som ønsker stabile leveranser betaler ekstra for dette i en form for pakkeløsning.

I sum er det en reell mulighet for at vi får en varig delvis dekopling mellom prisene gitt av den kort-siktige markedsbalansen og investeringene som ligger til grunn for forholdet mellom tilbud og etterspørsel i den langsiktige markedsbalansen. Kraftmarkedet får da en rolle der det sentrale er den daglige optimaliseringen av systemet. Samtidig gir auksjoner, kapasitetsmarkeder og subsidier mye av grunnlaget for investeringene.

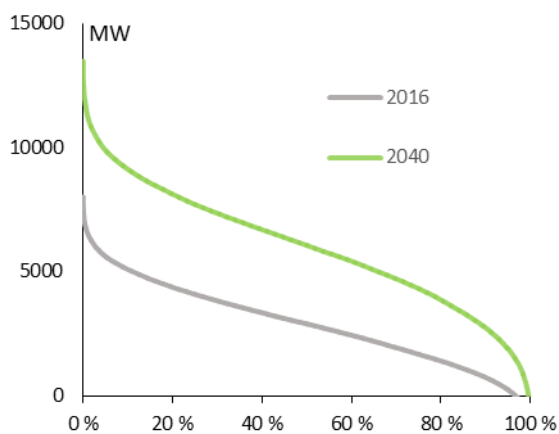
16.5 Sverige uten kjernekraft er en sentral problemstilling

Kjernekraft er en sentral del av det svenske kraftsystemet, men bidrar også med stabil kraftproduksjon i tørrår, noe som også er viktig for Norge⁶¹. I dag er det tydelige politiske signaler om at all kjernekraft i Sverige etter hvert skal legges ned. Men siden kjernekraften er så viktig for det svenske kraftsystemet forutsetter dette en gradvis utfasing der myndighetene fortløpende vurderer konsekvensene for å sørge for en tilstrekkelig forsyningsikkerhet.

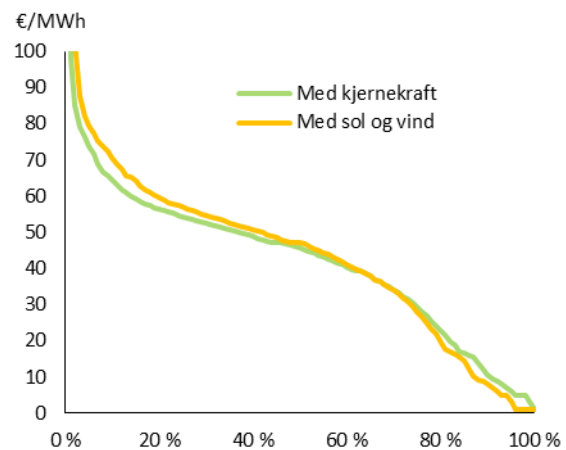
Et svensk kraftsystem helt uten kjernekraft er så vidt vi vet lite analysert. Den svenske energi-myndigheten har i sine fremtidsvisjoner for det svenske energisystemet til 2050 lagt til grunn at all kjernekraft legges ned i 3 av 4 scenarier. Det er i hovedsak ulike kombinasjoner av sol og vind som dekker bortfallet av kjernekraft. I tillegg til vannkraften er det en del kraftvarme og småskala biokraft i bunnen. I to av scenarioene er forbruket av kraft omtrent på samme nivå som i dag. Analysen går ikke i detalj inn på hvordan systemet skal balanseres og hvordan overføringsbehovet endres, men sier at fleksibelt forbruk og lagring må spille en sentral rolle. I det ene scenarioet dekker for eksempel solkraft ca. 1/5 av forbruket. Dette forutsetter en massiv vekst i lagringskapasitet.

⁶¹ Med Sør-Sverige mener vi prisområde SE3 og SE4. Etter at Barsebäck ble lagt ned i 2005 er all kjernekraften i SE3.

I vårt forventningsscenario for 2040 er svensk kjernekraft redusert til 4000 MW. Videre har vi lagt til grunn omtrent de samme tiltakene som energimyndigheten peker på med vekt på vindkraftparker i Sør-Sverige, flere bio-kraftverk, samt å begrense forbruksveksten⁶². Likevel får vi en betydelig økning i importen inn til Sør-Sverige. Figur 16-6 sammenlikner samlet simulert flyt inn til Sør-Sverige i gjennomsnitt over døgnet på vinteren i dag og i 2040. På de strammeste dagene er gjennomsnittlig kraftflyt inn til Sør-Sverige mer enn 10 GW gjennom hele døgnet i 2040, omtrent en dobling fra i dag. Vi har økt overføringskapasiteten både på snitt 2 som hovedsakelig forsyner Sør-Sverige, men har også økt kapasiteten fra kontinentet.



Figur 16-6: Samlet simulert flyt inn til Sør-Sverige om vinteren i 2016 og Basis 2040.



Figur 16-7: Varighetskurve for svensk pris i Basis 2040 og et case uten svensk kjernekraft, men med tilsvarende økning i sol- og vindkraft.

Figur 16-7 viser prisbildet i Sør-Sverige i en sensitivitet der vi har fjernet den resterende kjernekraften i Sverige og erstattet den reduserte produksjonen med et like stort produksjonsvolum i form av sol- og vindkraft lokalt i Sør-Sverige. Vi har imidlertid ikke lagt inn andre tiltak og markedsmessige tilpasninger. Som vi ser gir dette høy prisvolatilitet med både flere timer med rasjonering og flere timer med priser ned mot null. Samtidig øker utvekslingen med områdene som grenser til Sør-Sverige ytterligere. Dette underbygger at det trolig ikke er nok å bytte ut kjernekraften med sol- og vindkraft alene.

Våre markedssimuleringer underdriver trolig utfordringene med å drifte og balansere et nordisk system der svensk kjernekraft er kraftig redusert eller helt faset ut. Samtidig er nok alle tiltakene vi legger til grunn relevante og det er vanskelig å se for seg at Sør-Sverige i et slikt scenario ikke blir avhengig av stor import i timer med lite fornybarproduksjon. Sannsynligvis blir forbruksfleksibilitet like viktig som på kontinentet, og i Basis 2040 har vi utkobling av industrilast for å balansere markedet i timene med mest knapphet.

Flere forbindelser til kontinentet og Storbritannia gjør Norge mindre avhengig av import fra Sverige for å dekke opp for energiunderskudd i tørre vintre. Virkningen av mindre kjernekraft kommer primært i form av stor betalingsvilje for norsk effekt også fra Sverige. Dette vil bidra til både flere og høyere pristopper også i Norge. En konsekvens er at det blir mer nytte av kapasitet mellom Sør-Norge og Sverige. Om det er lønnsomt å investere i en ny forbindelse er imidlertid avhengig av flere usikre forhold. Dette ligger imidlertid mest sannsynlig langt fram i tid, da vi forventer at utfasingen av svensk kjernekraft først skjer i perioden 2035-2045.

⁶² Vi har likevel en vekst i forbruket drevet av elbil.

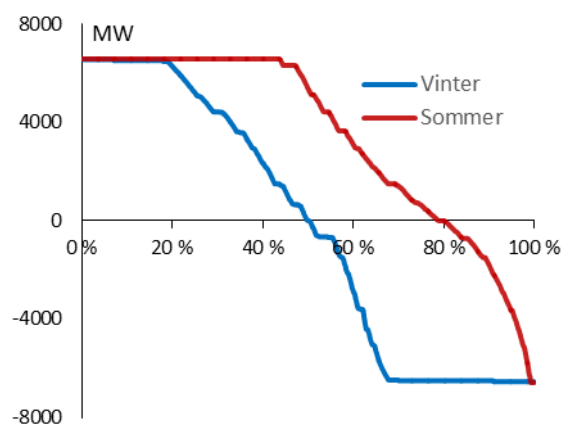
16.6 Kan ha både eksport av energi og fleksibilitet fra Norge innenfor samme scenario

I våre scenario er det mindre endringer i det norske kraftsystemet sammenlignet med landene rundt oss. Utgangspunktet for dette er at kraftsystemet i dag allerede er så å si 100 % fornybart, og vi har lite termisk produksjon eller kjernekraft som skal legges ned. Samtidig er Norge en del av et godt integrert nordisk marked som blir tettere knyttet til det europeiske, spesielt gjennom flere forbindelser fra Sør-Norge. Det betyr at endringene ellers i Norden og i Nord-Europa også får konsekvenser her. Sammen med at uregulert produksjon vokser som andel av totalen i Norge gir dette vesentlige forskjeller fra i dag. Vi ser særlig to trender:

- Etterspørselen etter norsk fleksibilitet øker om vinteren
- Norge trenger fleksibilitet i form av eksportkapasitet i sommerhalvåret på grunn av mye uregulert produksjon

Vi ser at markedssituasjonen i Norge og Europa i stor grad utfyller hverandre. I periodene om vinteren når Europa har stort behov for eksport har Norge i de fleste timer mulighet til å ta imot denne kraften fordi vannverdier i regulert magasin setter prisen. I timer med knapphet eksporterer vi effekt. Om sommeren når Norge har stort og uregulert overskudd, gir overskudd på fleksibilitet fra batteri og annen type lagring i Europa et kraftprisnivå som er høyere og mer stabilt enn i Norge. Eksport fra Norge og Norden fungerer da mer som grunnlast.

Figur 16-8 viser samlet flyt på forbindelsene ut av Sør-Norge i 2040 til Nederland, Tyskland, Danmark og Storbritannia fordelt på sommer og vinter, og illustrerer poengene over. På vinteren er det relativt balansert utveksling med mange timer med full import og full eksport. I sum er det svak nettoimport. Om sommeren er det eksport i rundt 80 % av tiden, og i mye av tiden er det full eksport i alle kanaler samtidig.



Figur 16-8: Varighetskurve for samlet simulert til fra Norge til Nederland, Tyskland, Danmark og Storbritannia fordelt på sommer og vinter i 2040.

Vi har vært inne på at en slik utvikling kan gjøre det lønnsomt med investeringer i vannkraftsystemet, selv om vi ikke har inkludert dette i våre scenarioer. I vårt forventningsscenario blir også Norge etter hvert en stor nettoeksportør av energi. I Høy øker nettoeksporten til nærmere 25 TWh i snitt fordi vindkraft på land blir lønnsomt å bygge ut med god margin. Samtidig øker også verdien av fleksibiliteten i vannkraftsystemet som følge av mer volatile priser. Utvekslingsmønsteret der nettoeksporten i stor grad er konsentrert til sommerhalvåret, mens etterspørselen etter fleksibilitet er om vinteren, gjør uansett at det trolig ikke er noen stor motsetning mellom Norge som stor eksportør av energi og som leverandør av fleksibilitet.

Bibliografi

- Bloomberg. *Here's How Electric Cars Will Cause the Next Oil Crisis*. 25 Februar 2016.
- Bloomberg New Energy Finance. *New Energy Outlook 2016*. 2016.
- British Petroleum. *BP Energy Outlook*. 2016.
- Energistyrelsen. *Offshore Wind Power*. 3 mars 2016.
- EU Commission. *Energy Roadmap 2050*. 2011.
- Finlands arbets- och näringsministerium. *Energi- och klimatfärdplan 2050*. 2014.
- Frontier economics; Consentec. *Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)*. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014.
- Frontier economics; Formet services. *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?* Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014.
- IEA. *World Energy Outlook 2014*. 2014.
- IEA. *World Energy Outlook 2015*. 2015.
- IEA, NEA og OECD. *Projected Costs of Generating Electricity*. 2015.
- IHS Global SA. *European Energy Scenarios to 2040*. 2016.
- INSA. *Industrial outlook Nordic countries 2016*. 2016.
- Joint Research Institute. *Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe*. 4 september 2012.
- NVE. *Elcertifikater: Kvartalsrapport nr. 1 2016*. 1 mai 2016.
- NVE. *Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk*. 2011.
- r2b. *Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014.
- Regjeringen. *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. 15 april 2016.
- Statnett. *A European Energy-Only Market in 2030*. 2015.
- Statnett SF. *Nettutviklingsplan 2015*. 2015.
- Statoil. *Energy Perspectives 2016: Klima- og geopolitikk bestemmer global energimiks mot 2040*. 2016.
- Svenska Kraftnät. *Nätutvecklingsplan 2016-2025*. 2015.
- Sveriges regering. *Överenskommelse om den svenska energipolitiken*. 10 juni 2016.
- US Energy Information Administration. *Annual Energy Outlook 2016*. 2016.
- World Bank Group. *Global Economic Prospects*. Washington DC: World Bank Group, 2016.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no

Statnett