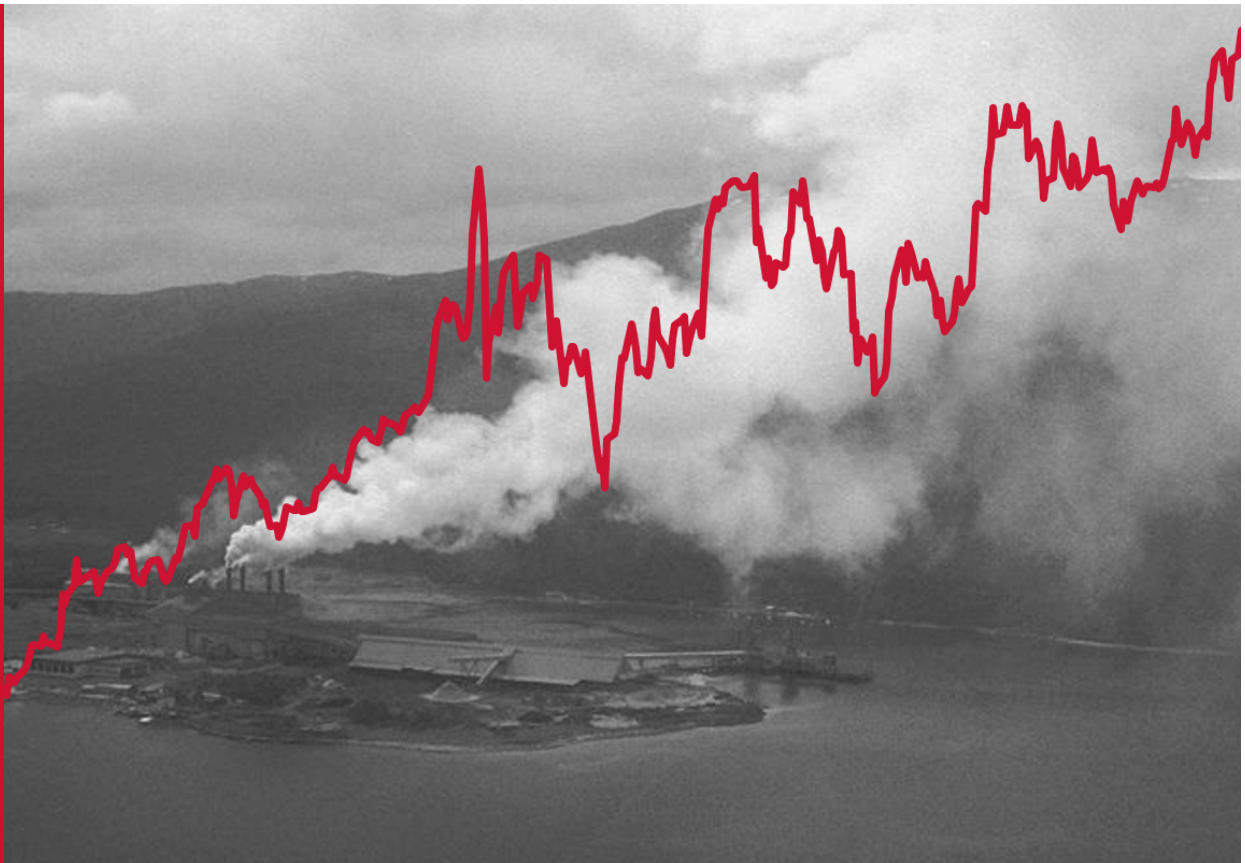


Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040

Mer ambisiøs klimapolitikk gir utslag i kraftprisen

*Raghav Gogia, Harald Endresen, Ingrid E. Haukeli, Jarand Hole Henriette Birkelund,
Frida H. Aulie, Ann Østenby, Magnus Buvik, Birger Bergesen*



Rapport, bokmål nr 41-2019

Langsiktig kraftmarkedsanalyse

2019-2040

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Raghav Gogia
Forfatter: Raghav Gogia, Harald Endresen, Ingrid E. Haukeli, Jarand Hole, Henriette Birkelund, Frida H. Aulie, Ann Østenby, Magnus Buvik og Birger Bergesen

Trykk: NVEs hustrykkeri
Forsidefoto: Salten Verk Sørfold, Arne T. Hamarsland
ISBN: 978-82-410-1939-5
ISSN: 1501-2832

Sammendrag: NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse viser at kraftprisen i Norge kan øke mot 2040, som følge av økte gass- og CO₂-priser. Prisøkningen dempes som følge av utbygging av ny fornybar kraftproduksjon, og økt kraftoverskudd.

Emneord: Kraftmarked, Kraftmarkedsanalyse, Kraftpris, Forbruksfremskriving, Produksjonsfremskriving

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

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

Oktober, 2019

FORORD

Ifølge tildelingsbrevet fra Olje- og energidepartementet skal NVE forstå den langsiktige utviklingen i energi- og kraftbalansen i Norge, levere gode og oppdaterte analyser av energi- og kraftsystemet, og ha kunnskap som både direkte og indirekte styrker gjennomføringen av NVEs forvaltningsoppgaver. NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse er viktig for å utføre oppdraget fra departementet.

Årets analyse beskriver utviklingen av kraftmarkedet i Norden og Europa for øvrig mot 2040. Analyseperioden er forlenget med 10 år fra fjorårets analyse, hvor NVE skisserte et utfallsrom til 2030. Analysen skal gi kunnskap om hvordan det norske kraftsystemet kan påvirkes av ulike utviklingstrekk, og gi et mulig utfallsrom for kraftpriser frem mot 2040 under ulike forutsetninger.

I analysen er det benyttet energi- og kraftmarkedsmodeller med detaljerte forutsetninger om forbruk, produksjon, nett og brenselpriser i 19 europeiske land. Analysen dekker årene mellom 2019 og 2040. Forutsetningene er basert på NVEs egne arbeider, offisielle nasjonale planer, energipolitiske signaler fra EU, eksterne analyser, samt datagrunnlag fra analysebyrået IHS Markit. NVE legger stor vekt på at forutsetningene for analysen skal beskrive kjente utviklingstrekk og nasjonal politikk. Analysene er basert på flere eksterne kilder, men alle vurderinger i rapporten står for NVEs egen regning.

Utviklingen innen kraftsektoren går i en tydelig retning. Utbygging av fornybar kraftproduksjon øker, energiforbruket går ned mens etterspørselen etter kraft øker og mer nett knytter europeiske land tettere sammen. Til tross for at retningen innenfor mange områder synes klar, er det fortsatt usikkert hvor mye fornybar kraft som bygges ut og hvordan andre faktorer som påvirker kraftsystemet, vil utvikle seg mot 2040.

NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse er ingen prisprognose og må heller ikke brukes som det. Rapporten er kun ment som en analyse av kraftsystemet fremover basert på EU-landenes egne nasjonale planer og med ulike brenselprisforutsetninger. Formålet til NVE er å vise hvordan kjente viktige utviklingstrekk kan påvirke kraftsystemet i årene som kommer i en verden hvor det ikke er noen disruptive endringer.

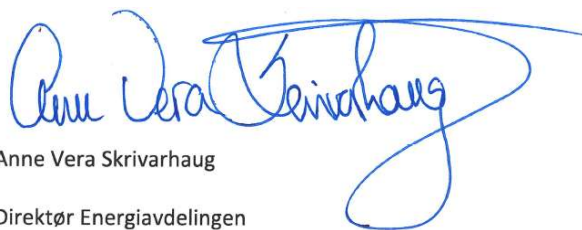
Det er viktig å påpeke at fremskrivningen av kraftprisen i Norge i 2040 er et resultat av NVEs forutsetninger om fortsatt høye priser på gass og karbonutslipp. Andre utviklingsbaner enn det som er lagt til grunn i denne analysen vil gi endringer i kraftprisen.

Oslo, oktober 2019



Kjetil Lund

Vassdrags- og Energidirektør



Anne Vera Skriverhaug

Direktør Energiavdelingen

Fremtidige kraft- og brenselpriser i rapporten er i reelle 2019-kroner.

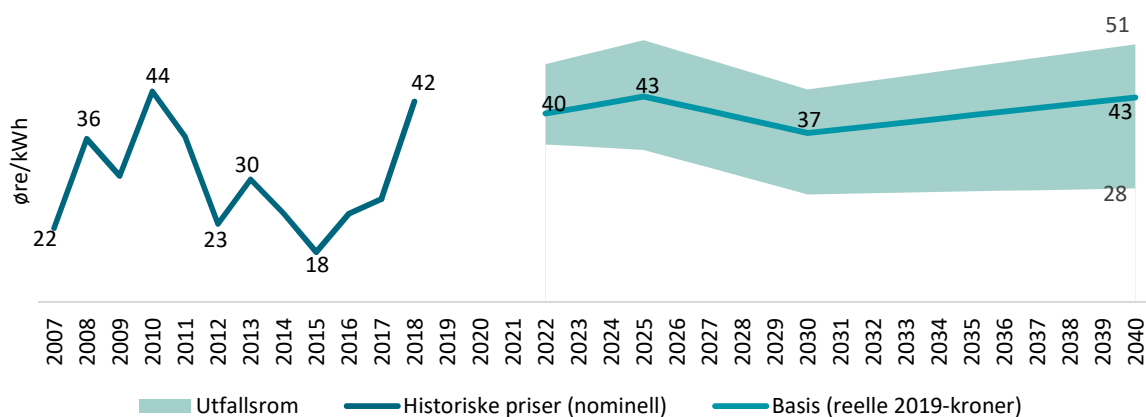
Included content supplied by IHS Markit; copyright IHS Markit 2018. All rights reserved.

INNHold

SAMMENDRAG	1
1. KULL-, GASS- OG CO₂-PRISER	3
1.1. KULLMARKEDET – KLIMAPOLITIKK DEMPER ETTERSØRSELSVEKSTEN	4
1.2. GASSMARKEDET – MOT ET GLOBALT OG MER EFFEKTIVT MARKED.....	5
1.3. EU ETS – STRAMMERE REGELVERK GIR FORVENTINGER OM ØKTE PRISER PÅ CO ₂	6
1.4. REDUSERT INNSLAG AV CO ₂ -PRIS I NORSK KRAFTPRIS MOT 2040	7
2. NORDEN GÅR MOT ET KARBONNØYTRALT KRAFTSYSTEM I 2040.....	8
2.1. MOT EN FOSSILFRI KRAFTPRODUKSJON I NORDEN	8
2.2. DET KAN KOMME OVER 100 TWH NY KRAFTPRODUKSJON I NORDEN I 2040	9
2.3. ELEKTRIFISERING OG NY INDUSTRI GIR HØYERE NORDISK KRAFTFORBRUK	11
2.4. NORDISK KRAFTOVERSKUDD DOBLES DE NESTE 20 ÅRENE	12
2.5. UTVEKSLINGSKAPASITETEN MOT EUROPA VIL DOBLES MOT 2030.....	14
3. FOSSIL KRAFTPRODUKSJON ERSTATTES AV FORNYBAR PRODUKSJON I EUROPA	15
3.1. EU SETTER NYE MÅL OG STYRKER LANDENES RAPPORTERINGSPLIKT	15
3.2. EUROPEISK KRAFTPRODUKSJON BLIR MER FORNYBAR.....	17
3.3. KRAFTETTERSØRSEL I EUROPA ØKER SOM FØLGE AV ELEKTRIFISERING.....	20
3.4. KRAFTPRISEN ØKER I LANDENE UTENFOR NORDEN	22
4. KRAFTPRISER I NORGE ER VENTET Å ØKE MOT 2040.....	24
4.1. STØRRE PRISFORSKJELLER MELLOM NORD OG SØR I NORGE	25
4.2. NORSK VINDKRAFTUTBYGGING GIR UTSLAG I KRAFTPRISEN	27
4.3. ØKT ANDEL UREGULERT PRODUKSJON GIR STØRRE PRISVARIASJON	29
4.4. NYE FLEKSIBILITETSLØSNINGER KAN JEVNE UT PRISVARIASJONEN I 2040	31
REFERANSER	34
VEDLEGG 1: TEKNOLOGIUTVIKLING	36
VEDLEGG 2: ANALYSEVERKTØY	40
VEDLEGG 3: HOVEDTALL FRA NVEs LANGSIKTIGE KRAFTMARKEDSANALYSE	41

SAMMENDRAG

NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse peker mot at den gjennomsnittlige årsprisen på kraft i Norge vil øke noe frem til 2040. I basisscenarioet faller kraftprisen fra 40 øre/kWh i 2022 til 37 øre i 2030, for å så stige til 43 øre/kWh i 2040. De kortsiktige svingningene i kraftprisen vil imidlertid bli sterkere enn i dag, i takt med en økt andel uregulerbar produksjon i kraftsystemet. Utviklingen i kraftprisen er følsom for endringer i brenselpriser, i tillegg til utfasing og innfasing av ny produksjonskapasitet og nye handelsforbindelser. En avgjørende forutsetning for økningen er et fortsatt sterkt og fungerende CO₂-marked og et konkurransedyktig gassmarked.



Norsk kraftprisbane mot 2040 som følge av NVE sin analyse.

Historiske priser er oppgitt i nominelle priser, mens prisene mot 2040 er oppgitt i reelle 2019-kroner

STERKERE KLIMAPOLITIKK GIR HØYERE KRAFTPRIS I NORGE

De norske kraftprisene har steget mye de siste årene. Det er flere grunner til prisoppgangen, men den viktigste årsaken er høyere pris på utslipp av klimagasser innenfor det europeiske kvotesystemet (EU ETS). Siden midten av 2017 er kvoteprisen om lag femdoblet. Økningen i kvoteprisen skyldes to endringer i regelverket for EU ETS vedtatt i løpet av 2018: EU utsteder færre utslippskvoter og det er innført en markedsstabiliseringsreserve (MSR) med en tilhørende slettemekanisme. Hvis europeiske bedrifter sitter på mange ubrukte kvoter, vil en viss mengde nyutstedte kvoter overføres til reserven i stedet for å auksjoneres ut. Tilsvarende vil kvoter slippes ut av reserven hvis beholdningen av ubrukte kvoter blir mindre. Under visse forutsetninger vil deler av kvotene i reserven slettes. I så måte vil MSR balansere antallet kvoter i omløp, og i tur motvirke både ekstrem prisoppgang og – nedgang i CO₂-prisen.

NVE forventer at innstrammingene i EUs kvotesystem vil bidra til å holde CO₂-prisen på et høyere nivå fremover enn det vi har sett de siste årene. En konsekvens av dette er at kraftprisbanen for land utenfor Norden ligger omtrent 5 øre/kWh høyere i begynnelsen av årets analyseperiode, enn i fjorårets analyse. Det gir høyere kraftpriser også i Norge. Sammenhengen mellom kvotepris og norsk kraftpris blir imidlertid svakere mot 2040, som følge av redusert andel fossil kraftproduksjon i Europa.

STYRKET ENERGIPOLITIKK OG TEKNOLOGIUTVIKLING DRIVER FORNYBAR KRAFTUTBYGGING

EU-landene la i 2018 frem sine nasjonale energi- og klimaplaner frem til 2030. Planene bygger på en ambisiøs energi- og klimapolitikk og forutsetter en sterk teknologiutvikling. NVE har lagt til grunn landenes egne nasjonale planer i årets analyse som gir en betydelig merutbygging av vind- og solkraft i Europa. I analysen er solkraft den raskest voksende produksjonsteknologien i Europa, tett fulgt av vindkraft.

I tråd med mer ambisiøse klimamål og politisk vedtatte mål om avvikling av kull i mange land i EU, vil kullkraftproduksjonen i våre modellerte land halveres innen 2030, og kullkraften vil være ute av kraftmiksen i de

fleste land innen 2040. Videre vil andelen gasskraftproduksjonen i Europa trolig gå noe ned de neste 20 årene. Gasskraft vil være viktig for å kunne balansere et stadig mer fornybart kraftsystem, men vil samtidig møte konkurranse fra batterier, pumpekraft, hydrogen og forbrukerfleksibilitet.

NORDISK KRAFTPRODUKSJON KAN HA EN NETTO ØKNING PÅ NESTEN 100 TWH MOT 2040

Ifølge energi- og klimaplanene til våre naboland og NVEs fremskrivning for Norge kan det komme nesten 100 TWh netto ny kraftproduksjon i Norden frem mot 2040. Fremskrivningene for Norge bygger på eksisterende utbyggingsplaner og kunnskap om kostnads- og teknologiutvikling. Vindkraft utgjør den største andelen av ny kraftproduksjon både i Norge og Norden i fremskrivningene, mens sol er den teknologien som har størst prosentvis vekst. Vannkraft opprettholder sin posisjon som største produksjonskilde.

Lavere utbyggingskostnader gjør vindkraft konkurransedyktig uten subsidier i stadig flere land. Samtidig innebærer en del vindkraftproduksjon betydelige naturinngrep, og det må være tilstrekkelig overføringskapasitet fra områder med gode vindressurser. Disse faktorene bidrar til at noen prosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme, likevel ikke er lønnsomme for samfunnet. Investeringskostnadene for havvind kan falle over tid, men er fortsatt betydelig høyere enn for vindkraft på land. I årets analyse er det lagt til grunn mer havvind enn fjoråret utover i analyseperioden.

Solkraft er nå konkurransedyktig på kontinentet. Auksjonspris på solparker med lagring er lavere enn spotpris flere steder i Europa. Solkraft har små miljø- og naturinngrep ved seg, og vokser frem som en viktig produksjonskilde i en tid hvor utbygging av både ny produksjon og nett møtes med større motstand.

ØKENDE NORDISK KRAFTOVERSKUDD DEMPER YTTERLIGERE PRISØKNING I NORGE

NVE forventer at kraftforbruket i de nordiske landene øker frem mot 2040. Økningen er i all hovedsak drevet av økt satsning på elektrifisering for å nå Nordens utslippsmål i 2030. De siste par års nedgang i kraftforbruket i husholdninger og tjenesteytende næring fortsetter, men motvirkes av en økning i industrien, elektrifisering av transportsektoren og ny kraftintensiv industri.

De samme trendene antas å gi kraftforbruket i Europa en ny vekstperiode etter flere år med stillstand og reduksjon etter finanskrisen. Sammen med teknologiutvikling bidrar styrket energi- og klimapolitikk, og prising av utslipp av klimagasser, til elektrifisering av blant annet transport og andre sektorer.

Til tross for en stor økning i nordisk kraftforbruk øker omfanget av ny kraftproduksjon enda mer. Det siste året viser en nordisk fornybarutbygging som er høyere enn tidligere antatt. I sum gir dette en økning i nordisk kraftoverskudd. I årets analyse dobles det nordiske kraftoverskuddet de neste 20 årene. Det økende kraftoverskuddet demper kraftprisøkningen som følge av økte brensels- og CO₂-priser.

NORGE KOBLES TETTERE MOT EUROPA OG FÅR STØRRE PRISVARIASJON

Uttevslingskapasitet mellom Norden og resten av Europa er ventet å doble seg fra 2019 til 2030. Utbygging av en forbindelse mellom Danmark og Storbritannia er allerede investeringsbesluttet, mens overføringsforbindelser fra Tyskland og Storbritannia til Norge er under bygging. Disse to forbindelsene øker Norges utvevslingskapasitet med utlandet med 40 prosent. NVE har ikke lagt til grunn andre nye kabler fra Norge enn disse.

Med en høyere utvevslingskapasitet mot Europa vil Norden i større grad påvirkes av prisvariasjonene på kontinentet. Fremskrivninger om økt andel uregulerbar kraftproduksjon i landene vi er koblet sammen med forsterker prisvariasjonen mellom år, sesong og uke. Et funn fra årets analyse er at det oftere inntreffer perioder med nullpriser i landene Norden handler med som i perioder vil trekke ned norske kraftpriser. Vi har i årets analyse antatt tilgang til en relativ stor batterikapasitet og forbruksfleksibilitet for å sikre prisdannelse og for å jevne ut de volatile prisene. I våre omkringliggende land vil fortsatt prisnivået på gass og CO₂-utslipp ha stor påvirkning på prisdannelsen, slik at også kraftprisnivået i Norge vil fortsette å være påvirket av disse.

1. KULL-, GASS- OG CO₂-PRISER

Kraftprisen i Norge bestemmes i stor grad av værforhold og priser på brensler og utslippskvoter. På kort sikt vil den hydrologiske situasjonen sammen med vindforholdene påvirke prisene, men over tid er det prisene på kull, gass og CO₂-utslipp som har størst påvirkning på kraftprisinivået. Kostnaden ved europeisk kraftproduksjon settes ofte av disse prisene, og Norge påvirkes gjennom overføringsforbindelser. I årets analyse er det fortsatt en sterk sammenheng mellom gasspris og norsk kraftpris mot 2040, mens gjennomslaget til CO₂-prisen avtar mot slutten av perioden.

Mens kullprisen historisk har hatt stor betydning for kraftprisene både i Norden og Europa for øvrig, viser vår analyse at kullprisen på lengre sikt blir mindre viktig. En lavere andel av kraftproduksjonen i Europa vil komme fra kull. Det skyldes til dels at høyere CO₂-priser gjør kull mindre konkurransedyktig, slik at de mest effektive gasskraftverkene i Europa vil ha lavere produksjonskostnader enn kullkraftverk. Men den viktigste årsaken er forventningen om at flere kullkraftverk i Europa legges ned i perioden mot 2040, som følge av politiske beslutninger om å avvike kullkraften. Analysen finner imidlertid at det fortsatt vil være fossil gasskraftproduksjon igjen i 2040, og at gass- og CO₂-priser fortsatt vil ha betydning for norske kraftpriser i 2040.

NVE fremskriver ikke selv priser på kull, gass og CO₂. For analyseårene 2019 og 2022 er forutsetningene basert på fremtidsprisene slik de var våren 2019. For analyseårene fra og med 2025 har NVE lagt til grunn en utvikling i tråd med eksterne fundamentale analyser¹. Usikkerheten om utviklingen i brenselmarkedene er stor, og forutsetningene har stor betydning for analyseresultatene.

Utviklingen i prisen på kull er i tråd med fjorårets analyse. I årets analyse er imidlertid gassprisen hevet fra 17 EUR/MWh til 19 EUR/MWh i 2030. Økningen skyldes analysemiljøenes forventning om at langsiktig likevektspris på gass vil nærme seg marginalkostnad på utvinning av skifergass i USA med et påslag for transportkostnader til Europa. Prisen for utslipp av CO₂ er hevet fra 15 EUR/tonn til 25 EUR/tonn i 2030. Økningen gjenspeiler regelverksendringer knyttet til EU ETS, som strammer inn tilbudet av utslippskvoter i EU.

Kull-, gass-, og CO ₂ -priser i NVEs analyse												
	Kull [\$ /tonn]			Gass [€/MWh]			EU ETS [€/tonn]			UK CO ₂ [€/tonn]		
	<i>Lav</i>	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>Lav</i>	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>Lav</i>	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>	<i>Lav</i>	<i>Basis</i>	<i>Høy</i>
2022	58	75	93	16	17	19	15	20	32	39	44	56
2025	55	75	95	15	19	20	15	20	35	39	44	59
2030	50	75	100	14	19	21	15	25	40	15	25	40
2040	50	75	100	13	20	23	15	30	45	15	30	45

Tabell 1 – Forutsetninger for kull-, gass- og CO₂-priser

¹ IHS Markit, Refinitiv, IEA, EU Kommisjonen

1.1. KULLMARKEDET – KLIMAPOLITIKK DEMPER ETTERSPØRSELSVEKSTEN

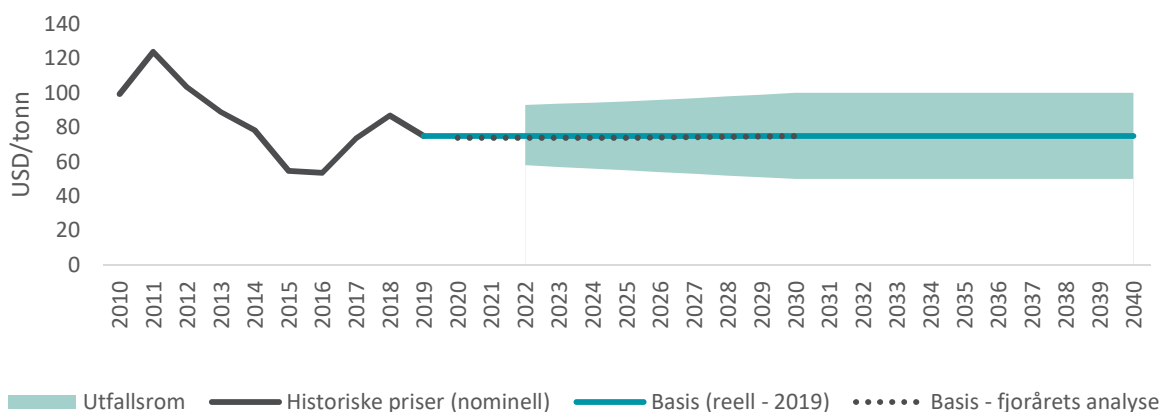
Det globale kullforbruket viste en sterk vekst i tiårsperioden 2000-2010. I denne perioden var den gjennomsnittlige årlige veksten i kullbasert energiproduksjon på 4,3 prosent. De senere årene har veksten avtatt, og har siden 2011 gjennomsnittlig vært på 0,7 prosent per år. Det er flere årsaker til denne utviklingen. Kinas fokus på å bedre luftkvaliteten har skiftet investeringer fra kullutvinning til infrastruktur knyttet til naturgass og fornybare energikilder. EUs utslippskvotesystem har bidratt til å redusere kullkraftens andel i europeisk kraftmiks. Samtidig har USAs forbruk av kull falt som et resultat av økt utvinning av billig skifergass.

IEA (IEA, 2018) anslår at forbruket vil holde seg på et stabilt nivå de neste årene, da fortsatt nedgang i USA og Europa vil motvirke økt etterspørsel i India og Sør-øst Asia.

1.1.1. PRISDRIVERE I KULLMARKEDET

Fra 2011 til 2015 halverte kullprisen seg i takt med nedgangen i oljeprisen. Utflatingen i global etterspørsel og reduserte transportkostnader for kull var blant drivkreftene bak prisnedgangen. I begynnelsen av 2016 var kullprisen under 40 USD/tonn. Etter dette har prisene steget jevnt. Det er flere årsaker til prisoppgangen. Blant annet har mange år med lave kullpriser utløst få nyinvesteringer i utvinning og en moderat vekst i det globale forbruket har dermed medført knapphet i markedet, som igjen har bidratt til høyere priser internasjonalt.

Ifølge IHS har kinesiske myndigheter opplyst at det er ønskelig å holde kullprisen innenfor et intervall mellom omtrent 65-85 USD/tonn (470-600 CNY/tonn). På bakgrunn av dette har NVE i basisscenarioet lagt til grunn en kullpris på 75 USD/tonn ut analyseperioden, og priser på 50 og 100 USD/tonn i henholdsvis lav- og høyscenarioet i 2040.



Figur 1 – Historiske kullpriser og forutsetninger om fremtidig kullpris

Fremtidig kullpris avhenger av den økonomiske veksten utenfor Europa og USA, klima- og energipolitikk, og utviklingen i konkurrerende produksjonsteknologier og energibærere. Det som i størst grad kan utfordre vår antakelse om kullprisen er hvorvidt det skjer et betydelig skifte i etterspørselen etter kull. En aktiv klima- og energipolitikk kan gi en reduksjon i globalt kullforbruk, som igjen kan medføre en overkapasitet. Motsatt kan en mildere politikk gi økt etterspørsel som fører til at dyrere kullforekomster etterspørres og at prisen går opp.

1.2. GASSMARKEDET – MOT ET GLOBALT OG MER EFFEKTIVT MARKED

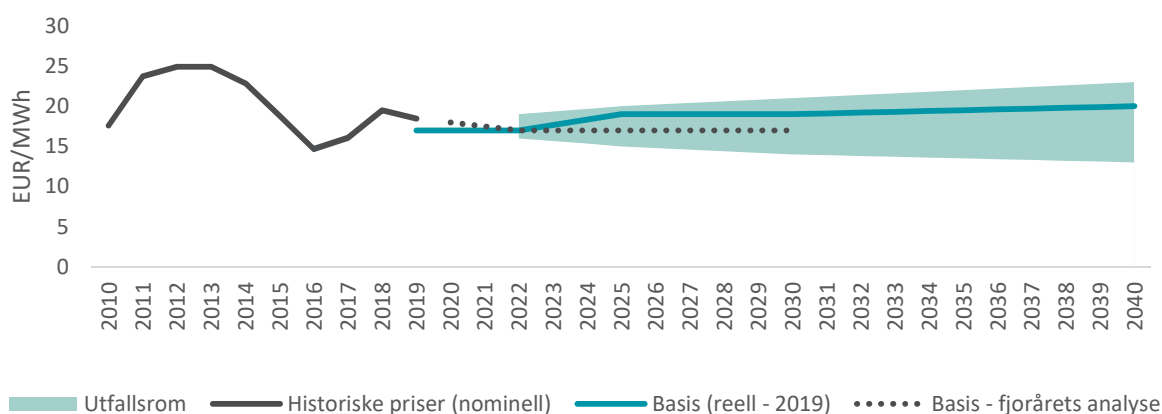
Gass er i dag den raskest voksende fossile energikilden, og det er særlig i industri- og kraftsektoren gassetterspørselen er ventet å øke (WEO 2018, IEA). Dette er et resultat av en politisk innsats om å redusere utslipp av klimagasser. Ifølge IEA vil det globale energiforbruket av gass være høyere enn kull i 2030.

Veksten i gassetterspørselen frem mot 2040 drives primært av økt etterspørsel fra Kina, mens IEA legger til grunn at den vil avta i Europa. Økende vekst i global gasshandel, støttet av skifergassrevolusjonen i USA, endrer gassmarkedet. Handel av flytende naturgass (LNG) har økt betydelig i volum de siste 10 årene, og likviditeten og fleksibilitet i markedet er økende. LNG komprimeres og fraktes på skip, og er derfor en mer fleksibel handelsvare enn gass som transporteres gjennom rørledninger. Den internasjonale handelen med LNG forventes å øke videre. USA og Australia har gjort store investeringer i eksportkapasitet, samtidig som mange europeiske land har satt i drift og planlegger nye mottaksterminaler for LNG.

1.2.1. PRISDRIVERE I GASSMARKEDET

Flere forhold bidro til at spotprisen på gass i Europa økte i 2017 og 2018. Forbruket økte raskere enn ventet i Kina og Sør-Øst Asia, hvilket begrenset tilbudet av gass til Europa. Samtidig økte etterspørselen i Europa som følge av at høyere priser på kull og CO₂-kvoter gjorde gass mer konkurransedyktig. Hittil i 2019 har derimot gassprisen falt vesentlig. Stort tilbud både fra Russland og USA har ført til overfylte gasslager i Europa.

I nasjonalbudsjettet for 2019 (Finansdepartementet, 2018) legger Finansdepartementet beregningsteknisk til grunn en langsiktig pris på norsk LNG på 1,94 NOK/Sm³ fra og med 2026, som tilsvarer i underkant av 18 EUR/MWh. I Nasjonalbudsjettet for 2020 er den langsiktige prisen om lag på samme nivå. Flere analyser peker på at gassprisene i Europa vil nærme seg amerikansk prisnivå, med et påslag for transportkostnader. I årets langsiktige kraftmarkedsanalyse legger NVE til grunn et utfallsrom for gassprisen mellom 13 og 23 EUR/MWh frem mot 2040, mens den langsiktige likevektsprisen for levering i Europa forutsettes å være rundt 20 EUR/MWh i 2040.



Figur 2 – Historiske gasspriser og forutsetninger om fremtidig europeisk gasspris

Som for kull, er det også her antakelse om etterspørselsutviklingen i Asia og konkurransen mot fornybar gass til oppvarmingsformål, og fornybar kraftproduksjon, som i størst grad kan utfordre vår antakelse om gassprisen. Større tilbud av mindre utslippsintensive energibærere vil på sikt kun dempe etterspørselen etter gass, og følgelig redusere prisene.

1.3. EU ETS – STRAMMERE REGELVERK GIR FORVENTINGER OM ØKTE PRISER PÅ CO₂

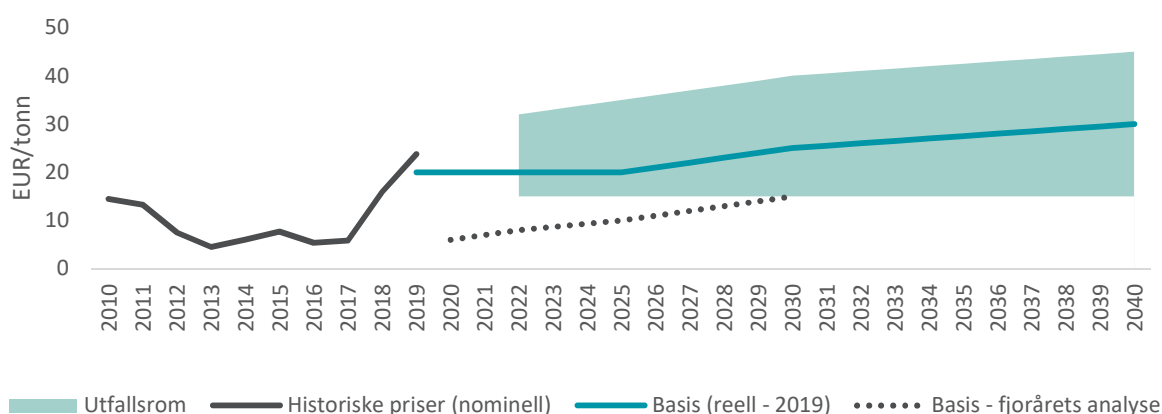
EUs felles marked for utslippskvoter (EU ETS) er et markedsbasert virkemiddel som setter et tak for CO₂-utslipp fra sektorer som industri, kraftproduksjon og innenlands flytrafikk, med samlebetegnelsen kvotepliktig sektor. Hvert år utstedes et visst antall kvoter, noen ved auksjon og andre ved tildeling. Én utslippskvote tilsvarer ett tonn CO₂, og kan kjøpes og selges i markedet. Knapphet på kvoter fører til at det oppstår en pris på utslipp av klimagasser, som gjenspeiler kostnaden ved å redusere utslipp.

1.3.1. PRISDRIVERE FOR EU ETS

Siden 2015 har det europeiske kvotesystemet gjennomgått flere revisjoner. To viktige regelendringer trådte i kraft i 2018 og tidlig 2019. I juni 2018 ble det vedtatt at det i perioden 2021-2030 vil utstedes færre kvoter til markedet enn tidligere antatt. For det andre trådte en markedsstabiliseringsreserve (MSR) i kraft 1. januar 2019, som skal ta hånd om og regulere den store beholdningen av ubrukte utslippskvoter som har preget det europeiske kvotesystemet de siste årene. MSR fungerer slik at antallet kvoter i omløp holder seg innenfor et predefinert spenn. Hvis antallet kvoter overstiger 833 millioner vil 24% av overskuddet settes i MSR. Om antallet går under 400 millioner kvoter vil kvoter tas ut av MSR. I så måte vil MSR balansere antallet kvoter i omløp, og i tur motvirke ekstrem prisoppgang og -nedgang. Under visse forutsetninger vil denne ordningen føre til permanent fjerning av kvoter fra markedet. De to innstramningene i kvotesystemet gav allerede markedsvirkninger i løpet av 2018 der man så en sterk prisøkning på utslippskvoter.

I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2018 lå CO₂-prisen mellom 1 EUR/tonn og 40 EUR/tonn i 2030. Med bakgrunn i de nye markedsreformene og økningen i CO₂-prisen har NVE i årets analyse en CO₂-pris mellom 15 EUR/tonn og 45 EUR/tonn i 2040.

I perioden frem til 2030 er det lagt til grunn en pris på 20 EUR/tonn i basisscenarioet. Dette prisnivået reflekterer kostnaden ved brenselsbytte fra kull til gass i europeisk kraftproduksjon. Selv om det kommer innstramninger i kvotemarkedet på 2020-tallet der kvotetak og overskudd reduseres, vil bruk av gass i stedet for kull i europeisk kraftsektor bidra til å begrense utslaget i CO₂-prisen. Utover 2030-tallet forutsetter NVE at mer krevende renseteknologier setter prisen, og antar en gradvis økende CO₂-pris.



Figur 3 – Historisk EU ETS pris og forutsetninger om fremtidig EU ETS-pris

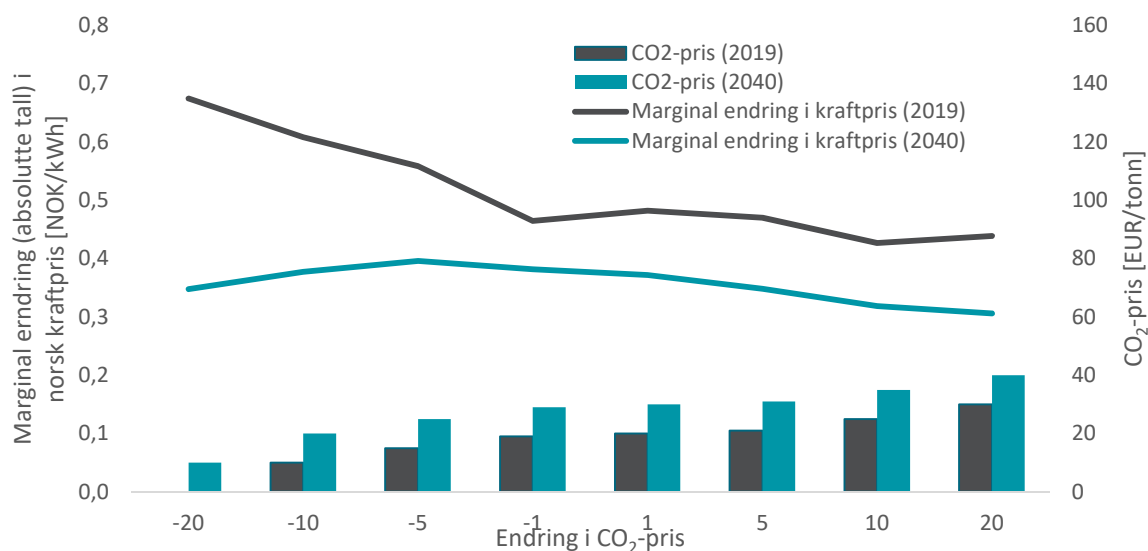
Det som i størst grad kan utfordre vår antakelse om fremtidig prisnivå, er EUs innretning på neste fase av EU ETS. Dagens regelverk gjelder ut 2030. EUs valg av virkemidler for å nå klimamålene vil ha stor betydning for prisen for CO₂-utslipp.

I NVEs analyse er det lagt til grunn et CO₂-pris gulv i Storbritannia (House of Commons Briefing Paper, 2018) og Nederland (Government of Netherlands, 2019). I Storbritannia er det forutsatt et påslag på 24 EUR/tonn på EU ETS-prisen. Videre er det lagt til grunn at CO₂-prisgulvet fjernes når kullkraften er nedlagt i sin helhet i perioden mellom 2025 og 2030. Vi har i vår analyse fjernet CO₂ prisgulvet etter 2025. Dette er en noe usikker antagelse om en veldig viktig prisdriver. I Nederland er det lagt til grunn et prisgulv som gradvis øker til 43 EUR/tonn mot 2030, og holder seg der ut analyseperioden. Etter våre analyser ble gjort har den nederlandske regjeringen vedtatt å ha et CO₂-prisgulv som gradvis økes mot 31,9 EUR/tonn i 2030.

1.4. REDUSERT INNSLAG AV CO₂-PRIS I NORSK KRAFTPRIS MOT 2040

Etter en lang periode med lave priser på CO₂-utslipp, omtrent femdoblet prisen seg fra midten av 2017 til første halvdel av 2019. Dette påvirket kraftmarkedet. I første halvår av 2019 var kullkraftproduksjonen i EU 19 prosent lavere enn året før (Sandbag, 2019). Vind- og solkraft erstattet halvparten av dette, mens resten var et skifte fra kull til gass. Dette brenselsbyttet er hensikten bak EU ETS; på kort sikt et bytte fra kull til gass, da gass har omtrent halvparten av utslippene per produserte MWh sammenlignet med kull. På lenger sikt et bytte fra fossil til fornybar kraftproduksjon. I vårt basisscenario har de mest effektive gasskraftverkene i Europa lavere kostnader enn kullkraft gjennom analyseperioden, unntatt i 2025. I 2025 fører antakelsen om økt gasspris til at marginalkostnaden for de mest effektive gasskraftverkene blir omtrent lik som marginalkostnaden for kull. Etter 2025 fører økt CO₂-pris til at flere gasskraftverk igjen har lavere kostnader enn kull.

Den norske kraftprisen påvirkes av CO₂-prisen gjennom krafthandel. Når prisen på CO₂ øker, blir det dyrere å produsere kraft i land med kull- og gasskraftproduksjon. Høyere kraftpris i disse landene bidrar til høyere kraftpris også i Norge. Ettersom CO₂-prisen utgjør en større andel av kostnadene til et kullkraftverk enn et gasskraftverk, vil en økning i CO₂-prisen slå hardere ut i kraftprisen dersom markedet domineres av kullkraft. Dette gjør også at effekten av endringer i CO₂-pris på kraftprisen ikke er lineær, men varierer for ulike nivåer av CO₂-pris. Når CO₂-prisen er så høy at gasskraft er den marginale kraftproduksjonen på kontinentet, så vil endringer i CO₂-pris slå mindre ut i kraftprisen.



Figur 4 – Marginal endring (absolutte tall) i norsk kraftpris som funksjon av reduksjon og økning i CO₂-pris

Figur 4 viser at innslaget av CO₂-pris i norsk kraftpris blir mindre lenger ut i analyseperioden. Dette skyldes mindre utslippsintensiv kraftproduksjon i europeisk kraftmiks mot 2040. Våre simuleringer viser at den norske kraftprisen endres med 0,7 til 0,3 kr/kWh dersom CO₂-prisen endres med 1 EUR/tonn fra 2019 til 2040.

2. NORDEN GÅR MOT ET KARBONNØYTRALT KRAFTSYSTEM I 2040

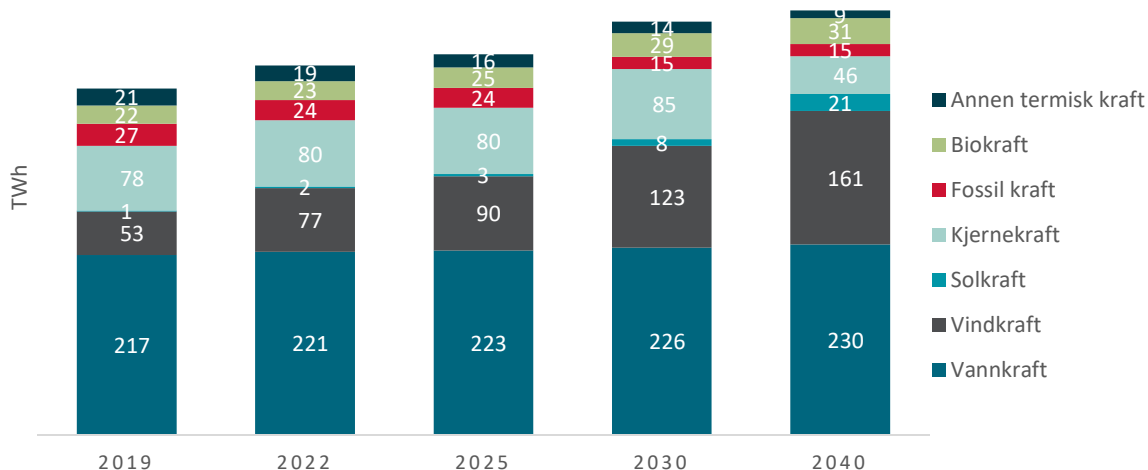
NVE antar at både produksjon og forbruk av kraft i Norden vil øke frem til 2040. Produksjonsøkningen forventes å være ny fornybar kraftproduksjon, hvor vindkraft står for det meste av produksjonsveksten. Vekst i industrien og ytterligere elektrifisering av transport er de største bidragsyterne for forbruksøkningen. I vår analyse øker den nordiske produksjonen mer enn forbruket, slik at kraftoverskuddet i et normalår øker fra 21 TWh i 2019 til 58 TWh i 2040. Detaljerte forutsetninger for nordisk kraftproduksjon og –forbruk er gjengitt i NVE-rapportene *Kraftproduksjon mot 2040* (NVE, 2019a) og *Strømforbruk mot 2040* (NVE, 2019b).

Med en økende andel uregulerbar kraftproduksjon i Norden blir kraftsystemet enda mer væravhengig enn i dag. Et økt nordisk kraftoverskudd i et normalår gjør kraftsystemet bedre rustet for å imøtekomme variasjoner i været. I tillegg bygges nye kraftledninger ut av Norden slik at overføringskapasiteten mellom Norden og resten av Europa vil øke betraktelig i tiden fremover.

2.1. MOT EN FOSSILFRI KRAFTPRODUKSJON I NORDEN

I sine nasjonale energi- og klimaplaner er de nordiske landene (Sverige, Finland, Danmark) blant de mest ambisiøse av EUs medlemsland når det kommer til mål om fornybarandel i energisektoren, energieffektivisering og reduksjon i klimagassutslipp. For å vurdere fremtidig kraftproduksjon i Sverige, Danmark og Finland har vi brukt samme analyseunderlag som myndighetene har brukt i sine foreløpige energi- og klimaplaner. For Norge har vi basert våre fremskrivninger på eksisterende utbyggingsplaner og kunnskap om kostnads- og teknologiutvikling.

Sverige og Danmark har begge mål om en 100 prosent fornybar kraftproduksjon i 2040. Den finske regjeringen vedtok våren 2019 at Finland skal bli et karbonnøytralt land innen 2035. Finlands mål om karbonnøytralitet kom etter at analysene våre ble utført, og ligger derfor ikke til grunn for våre fremskrivninger.



Figur 5 – NVEs antagelser om utvikling av nordisk kraftproduksjon mot 2040. I vår analyse er fornybarandelen i nordisk kraftproduksjon på 86%, i tillegg til en kjernekraftproduksjon på 9%.

2.2. DET KAN KOMME OVER 100 TWH NY KRAFTPRODUKSJON I NORDEN I 2040

Tempoet i nordisk fornybarutbygging er raskere enn tidligere antatt. Kostnadsreduksjonene for vind- og solkraft er, sammen med politiske målsetninger, hoveddriveren bak utbyggingen fremover. Det norsk-svenske målet om 28,4 TWh ny fornybar kraft innen 2020 er allerede oppfylt. Sverige har vedtatt å utvide elsertifikatordningen til 46,4 TWh frem til 2030, men dette vil være nådd tidlig på 2020-tallet hvis de kraftverkene som har konsesjon i dag blir bygget.

Innen 2040 vil det, ifølge energi- og klimaplanene til de nordiske landene, bli bygget ut mer ny kraftproduksjon i Norden enn det som planlegges å bli lagt ned. Det kan gi en økning av total kraftproduksjon i Norden fra omtrent 420 TWh i 2019 til i overkant av 510 TWh i 2040. Mesteparten av dette kommer fra vindkraft, men vannkraft vil fortsatt være den dominerende produksjonsteknologien totalt i Norden. Kjernekraft gir det nest største bidraget til kraftproduksjonen i Norden i dag, men i 2040 ventes vindkraftproduksjonen å bidra med vesentlig mer produksjon enn kjernekraften.

2.2.1. TILSIGSENDING OG NYE KRAFTVERK GIR MER VANNKRAFTPRODUKSJON

Norske vannkraftverk har produsert mer kraft det siste tiåret enn de foregående tiårene. Dette er både fordi tilsiget har økt og fordi det har blitt bygget nye vannkraftverk. I våre analyser legges det til grunn at klimaendringer påvirker vannkraftproduksjonen frem mot 2040, ved at tilsiget endres og at dette gir økt vannkraftproduksjon. I tillegg til økningen i produksjon som følge av tilsigsendring, har vi anslått at det blir bygget mer småkraft og at det kommer økt vannkraftproduksjon som følge av opprustning og utvidelser. Totalt anslår vi at det kan komme opp mot 13 TWh ny vannkraftproduksjon i Norden mellom 2019 og 2040, hvorav 11 TWh anslås å komme i Norge.

2.2.2. VINDKRAFT FORVENTES Å UTGJØRE DEN STØRSTE ANDELEN AV NY KRAFTPRODUKSJON FREM MOT 2040

De siste årene er det bygget ut store mengder vindkraft i Norden, mye drevet av forventninger om subsidier gjennom den norsk-svenske elsertifikatordningen. Det siste året har prisene på elsertifikater falt betydelig, særlig på fremtidskontrakter. Likevel bygges det ut mye vindkraft. Den høye utbyggingstakten vitner om gode vindressurser som gjør vindkraft på land i Norden konkurransedyktig selv uten støttesystemer. Utviklingen i teknologi, fallende utbyggingskostnader og kraftprisene fremover peker i retning av økende konkurransedyktighet ved utbygging av vindkraft i Norden. Faktorer som natur- og miljøhensyn, geografisk plassering med tanke på nettilknytning, og rammevilkår kan være med å begrense utbyggingen av vindkraft. En del landbasert vindkraft innebærer betydelig naturinngrep, og verdien av ny kraftproduksjon skal vurderes opp mot kostnadene ved naturinngrep i konsesjonsprosessen.

Den 1. april i år la NVE, etter oppdrag fra regjeringen, frem utkast til nasjonal ramme for vindkraft på land i Norge. Forslaget ble rett etterpå sent på høring av Olje- og energidepartementet med frist til 1. oktober. NVE har innstilt behandlingen av meldinger eller søknader om etablering av vindkraftverk til forslaget til nasjonal ramme for vindkraft på land er behandlet.

Det er usikkert hvor mye vindkraft som vil bli bygget i Norge fremover. For å reflektere denne usikkerheten har NVE utarbeidet 3 vindkraftscenarioer (NVE, 2019a) for Norge. I denne analysen er «middels»-scenariet lagt til grunn som gir en vekst i norsk vindkraftproduksjon fra 10 TWh i 2019 til 26 TWh i 2040. I Sverige kan vindkraften bidra til å erstatte den aldrende kjernekraftparken og økt forbruk, samtidig som det er satt ambisiøse klimamål som skal oppfylles med økt andel fornybar kraftproduksjon. I vår analyse ligger den største veksten i vindkraft i Norden i Sverige, etterfulgt av Danmark. Totalt har vi vurdert en økning i Nordens vindkraftproduksjon fra 53 TWh i 2019 til 161 TWh i 2040.

I august 2019 publiserte de svenske energimyndighetene (Energimyndigheten, 2019) sin korttidsprognose for energiproduksjon frem til 2022. Her kommer det frem at det forventes en økning på vindkraftproduksjon med om lag 20 TWh fra 2018 til 2022, slik at totalproduksjonen i 2022 blir på 37 TWh. Dette er 12 TWh høyere enn våre anslag for 2022. Denne korttidsprognosen kom etter at våre analyser ble gjennomført, og vi har dermed ikke tatt hensyn til denne i våre fremskrivninger.

2.2.3. SOLKRAFT VOKSER RASKT MOT 2040

Solkraft er den kraftproduksjonsteknologien som vokser raskest i verden i dag. Også i Norden har solkraft den største veksten i prosent, men fra et lavt utgangspunkt. Kostnadsreduksjon og ytterligere teknologiutvikling kan ifølge våre analyser gi grunnlag for mellom 4 TWh og 10 TWh solkraftproduksjon i Norge i 2040. Hovedsakelig er dette anlegg på tak, hvorav det største volumet er på store flate tak i næring og industri. Usikkerheten er stor, og selv om nye bruksområder åpenbarer seg som følge av den teknologiske utviklingen, kan økonomiske reguleringer og begrensninger i strømmettet være faktorer som påvirker hvor mye solkraft som faktisk blir bygget. NVE har vurdert at det kan komme opp til 7 TWh solkraft i Norge i 2040, og 21 TWh i hele Norden. I analysen er det antatt en moderat vekst frem mot 2030, og deretter en raskere økning mot 2040.

Mange steder i Europa er nå priser på solcelleparker lavere enn for vindkraft. Auksjonspris på solparker med lagring er også lavere enn spotpris flere steder i Europa. Solkraft har lave miljø- eller naturinngrep ved seg, og vokser frem som en viktig produksjonskilde i en tid hvor utbygging av både ny produksjon og nett møtes med større motstand, og batterier kommersialiseres.

2.2.4. DET BYGGES KJERNEKRAFT I FINLAND, MEN FASES UT I SVERIGE

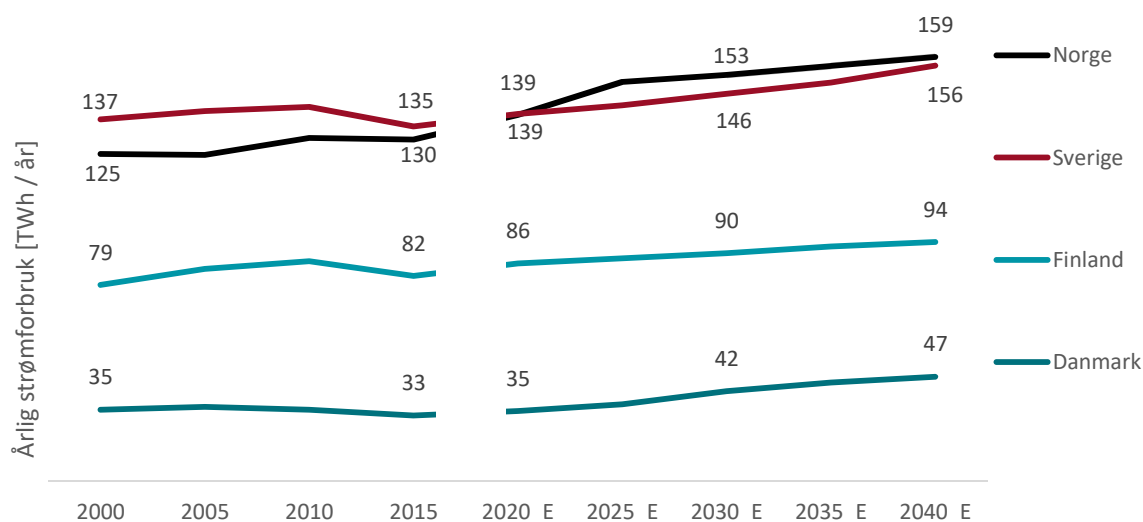
I svensk energipolitikk er det et mål om 100 prosent fornybar kraftproduksjon i 2040, men det er ikke vedtatt noen frist for å stenge ned kjernekraftverkene. Vattenfall har besluttet å stenge ned Ringhals 2 og Ringhals 1 i henholdsvis 2019 og 2020. NVE legger til grunn at de øvrige reaktorene vil være i drift til de når sin tekniske levealder. Finland planlegger idriftsettelse av to nye kjernekraftreaktorer, Olkiluoto 3 og Hanhikivi 1. I vår analyse settes førstnevnte i drift mellom 2019 og 2022 og sistnevnte realiseres mellom 2025 og 2030. Også i Finland vil flere av de eldre reaktorene nå sin tekniske levealder innen 2040. NVE forutsetter at disse utgår ved utløpet av levetiden, slik at kun de nye reaktorene er i drift i 2040. Samlet sett halveres den totale kjernekraftkapasiteten i Norden mellom 2030 og 2040, og netto produksjon reduseres fra dagens 78 TWh til 46 TWh i 2040.

2.2.5. FOSSIL KRAFTPRODUKSJON FASES UT SOM FØLGE AV KLIMAMÅL

Som i fjorårets analyse er det lagt til grunn at mesteparten av ny biokraft kommer som følge av omlegging fra kull til biobrensel i Finland og Danmark, og fra utbygging av svenske biokraftverk som følge av elsertifikatordningen. Flere fossile kraftanlegg i Norden når enden av sin tekniske levealder innen 2040. NVE legger til grunn at det ikke reinvesteres i disse anleggene. I 2040 er det fremdeles noe fossil kraftproduksjon igjen i kraftmiksen, hovedsakelig i Finland, der torv inngår i fossil kraftproduksjon. Fossil kraft i Norden reduseres fra 27 TWh i 2019 til 15 TWh i 2040.

2.3. ELEKTRIFISERING OG NY INDUSTRI GIR HØYERE NORDISK KRAFTFORBRUK

Kraftforbruket i alle de nordiske landene er ventet å øke frem mot 2040. Økningen skyldes hovedsakelig forventet vekst i industrien, elektrifisering av transportsektoren og ny kraftintensiv industri i form av datasentre, batterifabrikker, og hydrogenproduksjon. Disse trendene går igjen i alle de nordiske landene, men i forskjellig grad og omfang. Vi legger til grunn at kraftforbruket øker fra 380 TWh i 2015 til 456 TWh i 2040.



Figur 6 – Historisk utvikling og fremskrivning av kraftforbruket i Norden. Kilde: Eurostat fra 2000- 2015. NVEs fremskrivninger fra 2019 til 2040 (NVE, 2019b).

Til nå har bioenergi og fjernvarme vært de viktigste energivarene for å erstatte fossil energi i Sverige, Finland og Danmark. For å nå landenes klimamål antar vi at det fremover vil være nødvendig å bruke mer kraft som erstatning for fossil energi.

2.3.1. NORDISK TRANSPORTSEKTOR ELEKTRIFISERES

NVE legger til grunn en omfattende elektrifisering i transportsektoren i Norge, Sverige og Danmark frem mot 2040, og dermed økt kraftforbruk. I Finland forventes satsing på bruk av biomasse til transport å gi lavere vekst i kraftforbruket.

I Norge antas det at veksten kommer fra flere elektriske personbiler, og senere flere elektriske varebiler, busser og ferger. Analysen av utvikling i transportsektoren i Norge bygger på forutsetningene bak fremskrivningen av klimagassutslipp i Nasjonalbudsjettet 2019 (Finansdepartementet, 2018). I henhold til denne fremskrivningen vil 75 prosent av nybilsalget av personbiler være elbiler i 2030, mens resterende 25 prosent vil være ladbare hybrider. I Nasjonalbudsjettet for 2020 er antakelsen om at 75 prosent av nybilsalget er elbiler i 2030 holdt fast.

Svenske myndigheter planlegger tiltak som premierer elektriske kjøretøy, for å nå sine mål og utslippskutt. Et av målene er å avvike salg av fossildrevne biler innen 2030. I Danmark stagnerte salget av elektriske kjøretøy i 2016 etter at fritak for registreringsavgift ble avskaffet. Danske myndigheter har allikevel uttalt et mål om å forby fossildrevne biler i 2030. I Finland er målet for transportsektoren å redusere utslipp med 50 prosent innen 2030. Finske myndigheter har som mål å bruke 30 prosent biodrivstoff i veitransport og ha 250 000 elbiler innen 2030.

NVE legger til grunn at kraftforbruket i transportsektoren øker med opptil 8 TWh i Norge, og totalt 24 TWh i Norden, fra 2015 til 2040. Dette vil gi et kraftforbruk til transport på 9 TWh i Norge og 30 TWh i Norden i 2040.

2.3.2. NY INDUSTRI ØKER KRAFTFORBRUKET

NVE forventer økt kraftforbruk i industrisektoren i alle nordiske land, drevet av ny industri og overgang fra fossil brensel til kraft. I Norge vil kraftkrevende industri og elektrifisering av petroleumsnæringen stå for en betydelig vekst i forbruket mot 2040. Batterifabrikker og datasentre vil øke kraftforbruket i den svenske og finske industrisektoren. I Finland forventer vi at den nedadgående trenden i industrien vil snu, spesielt drevet av produksjonsomstillinger og ny etterspørsel i markedet for treforedlingsindustri. Mye av oppvarmingen i dagens industri stammer fra fossil energi, men forventes å skiftes ut med kraft og biomasse. I Danmark har mange store IT-selskaper allerede etablert datasentre. Kraftforbruk fra datasentre anslås å øke med over 10 TWh frem mot 2040, samtidig som øvrig industri antas å avta i samme periode.

Vi anslår at kraftforbruket i industrisektoren fra 2015 til 2040 kan øke med 44 TWh i Norden, hvorav 17 TWh kommer i Norge. Dette vil gi et kraftforbruk på 76 TWh i Norge og 206 TWh i Norden i 2040.

2.3.3. ENERGIEFFEKTIVISERING OG TEMPERATURØKNINGER REDUSERER BYGGSEKTORENS KRAFTFORBRUK

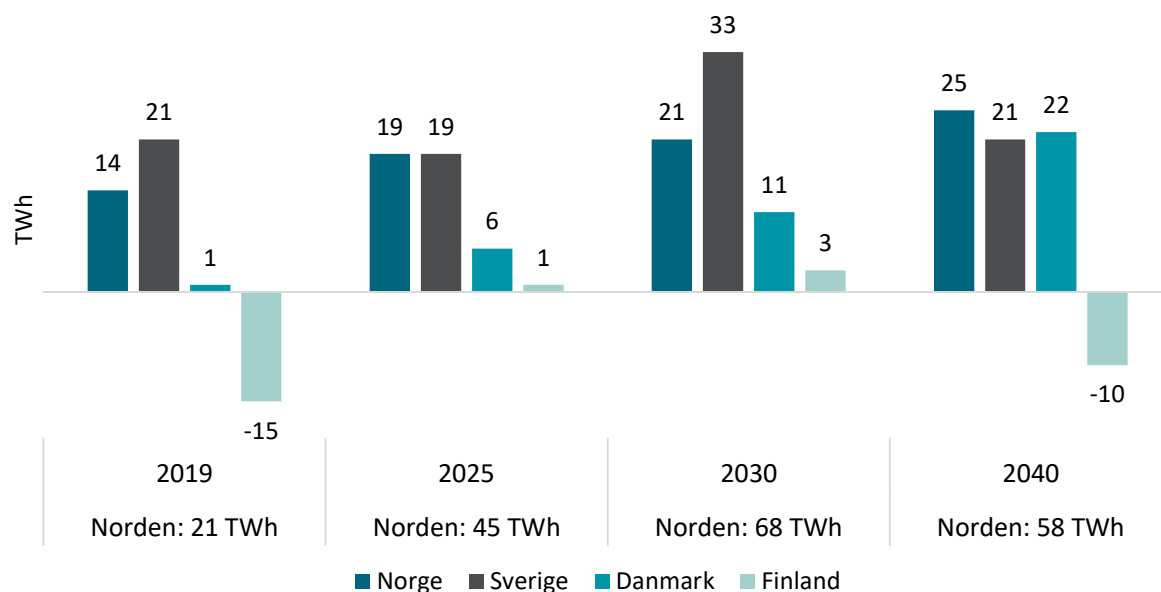
I husholdninger og tjenesteytende næringer i Norge er det forventet en liten nedgang i kraftforbruket. Kraftforbruk i bygg er justert noe ned fra fjorårets analyse, siden det i år er lagt inn antakelser om varmere klima mot 2040. Siden mye av energibruken i bygg er til oppvarming, reduseres energibruken. Nedgangen er noe justert for forventet økt kjølebehov om sommeren. Vi antar en svak reduksjon i kraftforbruket i byggsektoren i Sverige, Finland Danmark, drevet av energieffektivisering og temperaturøkninger. Utfasing av fyringsolje vil begrense reduksjonen noe.

Vi anslår at kraftforbruket i byggsektoren fra 2015 til 2040 kan avta med omtrent 2 TWh i Norge, og 6 TWh totalt i Norden. Dette vil gi et kraftforbruk på 62 TWh i Norge og 190 TWh i Norden i 2040.

2.4. NORDISK KRAFTOVERSKUDD DOBLES DE NESTE 20 ÅRENE

Våre analyser finner at både kraftproduksjonen og –forbruket i Norden kommer til å øke frem mot 2040. Kraftutbyggingen er imidlertid høyere en forbruksveksten, noe som bidrar til at nordisk kraftoverskudd øker frem til 2030. Etter 2030 er det antatt at flere av kjernekraftreaktorene i både Sverige og Finland når sin teknisk levetid, noe som resulterer i at det nordiske kraftoverskuddet faller mellom 2030 og 2040. Til tross for dette ser en likevel at kraftoverskuddet i Norden mer enn dobles de neste 20 årene og vil ligge på 58 TWh i et normalår i 2040.

I fjorårets analyse ble kraftoverskuddet i Norden beregnet til å ligge på 7 TWh i startåret 2018. I årets analyse anslår vi at kraftoverskuddet i startåret ligger på 21 TWh, noe som er en relativt stor oppgang. Økningen skyldes i hovedsak at kraftproduksjonen i Norge har gått opp, først og fremst i form av økt vindkraftproduksjon. Det er imidlertid også gjort en justering ved beregning av midlere årsproduksjon for norsk vannkraft, noe som bidrar til å heve den årlige vannkraftproduksjonen. I de andre nordiske landene har det kun vært små endringer i produksjonsapparatet fra 2018 til 2019.

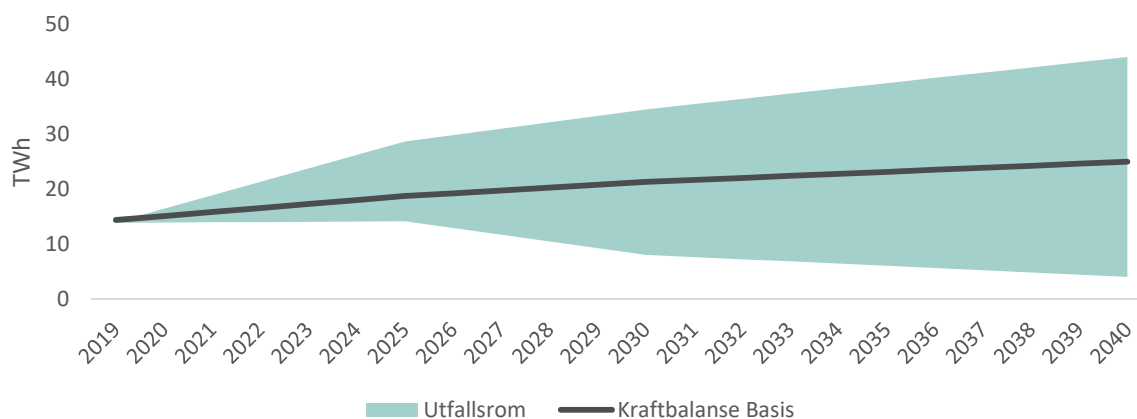


Figur 7 – Utviklingen av nordisk kraftbalanse mot 2040

I analysen er det lagt til grunn en relativt stabil utbyggingstakt av kraftproduksjon i Norge, noe som resulterer i at også kraftoverskuddet i Norge vokser jevnt fra i dag til 2040. I Sverige og Danmark har en derimot forutsatt at veksten i vindkraft tar seg opp etter 2025, noe som bidrar til at nordisk kraftoverskudd vokser betydelig mellom 2025 og 2030. Grunnen til at kraftoverskuddet i Norden når en topp i 2030 er at vindkraftkapasiteten bygges opp før kjernekraften fases ut. Etter 2030 faller kraftoverskuddet i Sverige med 12 TWh, i takt med at de eldste kjernekraftverkene tas ut av drift. Flere av de finske kjernekraftverkene når også sin tekniske levealder mellom 2030 og 2040, noe som bidrar til at Finland igjen blir nettoimportør av kraft i slutten av analyseperioden.

Endrede forventninger til både kraftpris- og kostnadsutvikling har bidratt til at vi forventer en høyere utbygging av vind- og solkraft enn det vi la til grunn i fjorårets analyse. Samtidig ligger også forbruksfremskrivningen noe lavere i år, og dette bidrar til sammen til at kraftoverskuddet i 2030 ligger høyere i årets analyse.

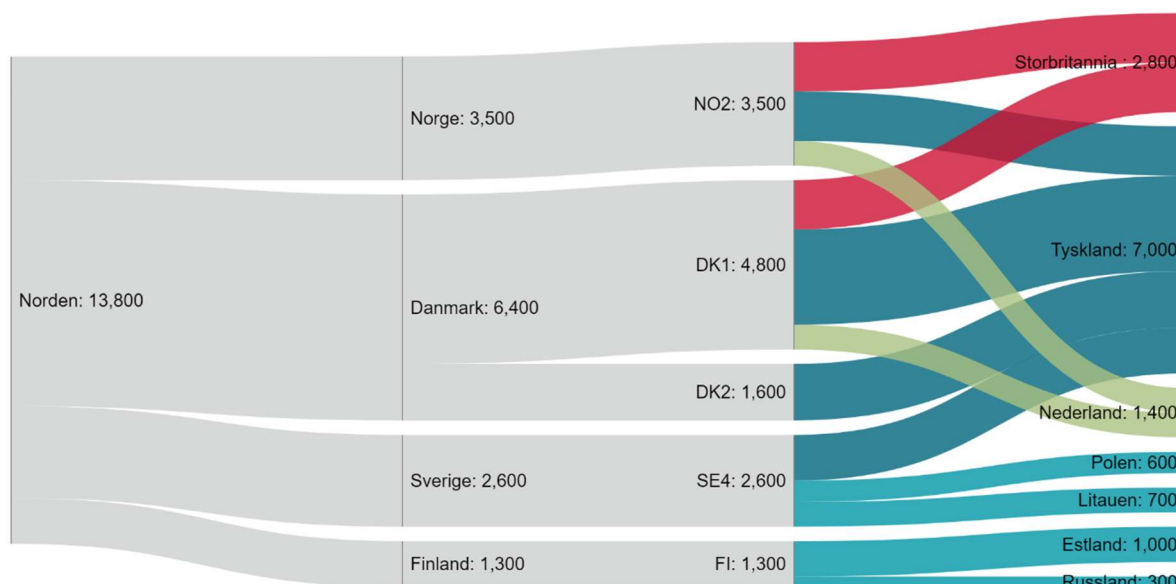
I NVE-rapportene «Kraftproduksjon mot 2040» og «Strømforbruk mot 2040» har NVE utarbeidet et utfallsrom for både produksjon- og forbruksutviklingen i Norge. Ved å se på høy produksjonsutvikling kombinert med lav forbruksvekst, og motsatt, har vi analysert hvordan kraftbalansen vil kunne utvikle seg. Våre analyser viser at Norge vil ha et kraftoverskudd i normalår mot 2040, og at dette vil være mellom 4 TWh og 44 TWh i 2040.



Figur 8 – NVEs analyser viser at Norge vil ha et kraftoverskudd mellom 4 TWh og 44 TWh i et normalår i 2040

2.5. UTVEKSLINGSKAPASITETEN MOT EUROPA VIL DOBLES MOT 2030

Som i våre tre foregående års analyser forventer vi at utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa vil øke frem mot 2030. Nordisk nettutviklingsplan fra 2017 (Nordiske TSOer, 2017), utarbeidet av Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid og Energinet.dk, gir en detaljert oversikt over hvilke prosjekter som er forventet innad og ut av Norden.



Figur 9 – Alle nordiske land utenom Finland planlegger å bygge mer nett mot resten av Europa mot 2030. Kapasitetsøkningen går fra Norge, Sverige og Danmark til Nederland, Tyskland og Storbritannia. Eksportkapasiteten fra Norden i dag er rundt 7000 MW.

Totalt antar vi at utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa vil øke fra 7000 MW i 2019 til 13 800 MW i 2030. Inkludert i dagens utvekslingskapasitet på 7000 MW ligger den nye utvekslingsforbindelsen mellom Danmark og Nederland (COBRACable) som ble satt i drift i september 2019. Det er også antatt høyere tilgjengelig kapasitet på dagens forbindelse mellom Jylland og Tyskland enn det som lå til grunn i fjorårets analyse. Tyskland har tidligere, grunnet interne overføringsbegrensninger mellom nord og sør, begrenset importkapasiteten fra Danmark i perioder med høy vindkraftproduksjon i Nord-Tyskland. I desember 2018 påla imidlertid Europakommisjonen den tyske systemoperatøren å øke den tilgjengelige kapasiteten på forbindelsen (EU Kommisjonen, 2018). Kapasiteten som gis markedet skal være minimum 1300 MW, og etter utvidelsene av forbindelsen mellom Danmark og Tyskland i 2020 og 2022 skal minstekapasiteten gradvis øke til 2625 MW innen 1. januar 2026.

Enkelte kabler, som NordLink mellom Norge og Tyskland, og North Sea Link mellom Norge og Storbritannia, er allerede under bygging og vi forventer at disse skal være i drift i henholdsvis 2020 og 2021. De to kablene utgjør 1400 MW hver. NVE har ikke lagt til grunn flere mellomlandsforbindelser til Norge utover i disse to.

Videre legger vi til grunn at det bygges en ny kabel mellom Sverige og Tyskland mellom 2025 og 2030, og at kapasiteten på dagens forbindelser mellom Danmark og Tyskland vil øke noe de neste årene. Det er også lagt til grunn at Danmark bygger en forbindelse på 1400 MW til Storbritannia innen 2025.

3. FOSSIL KRAFTPRODUKSJON ERSTATTES AV FORNYBAR PRODUKSJON I EUROPA

EUs «*Clean Energy*»-pakke er vedtatt med nye og oppjusterte energi- og klimamål til 2030. En ambisiøs politikk og rask teknologiutvikling de siste årene er bakgrunnen for at vi i årets analyse, som i fjorårets kraftmarkedsanalyse, har lagt til grunn en kraftig økning i vindkraft, solkraft og batterikapasitet utover i analyseperioden.

Vi antar at både produksjon og forbruk av kraft vil øke i våre modellerte land² i årene mot 2040. EUs energi- og klimamål vil gjøre den europeiske kraftproduksjonen mer fornybar. Vindkraft står for den største veksten etterfulgt av solkraft, mens termisk kraftproduksjon er ventet å avta og redusere bruken av fossile brenslers, i tråd med EUs utslippsmål. Elektrifisering av transport- og varmesektoren, samt økonomisk vekst, er hoveddriverne for forbruksveksten. Videre forutsetter vi økt nettutbygging mellom de europeiske landene, for å fasilitere innfasingen av ny uregelbar kraftproduksjon.

Ved fremskriving av kraftproduksjon for Tyskland og Frankrike har NVE brukt landenes nasjonale energi- og klimaplan mot 2030. Data fra IHS Markit er benyttet for 2040. I Storbritannia er BEIS³ sine fremskrivninger lagt til grunn, hvor 2035 er lagt inn som 2040. Fremskrivning av forbruk for Tyskland, Frankrike og Storbritannia er hentet fra NVEs rapport *Strømforbruk mot 2040* (NVE, 2019b). For de øvrige landene er NVEs analyse basert på produksjons- og forbruksfremskrivninger fra IHS Markit.

3.1. EU SETTER NYE MÅL OG STYRKER LANDENES RAPPORTERINGSPLIKT

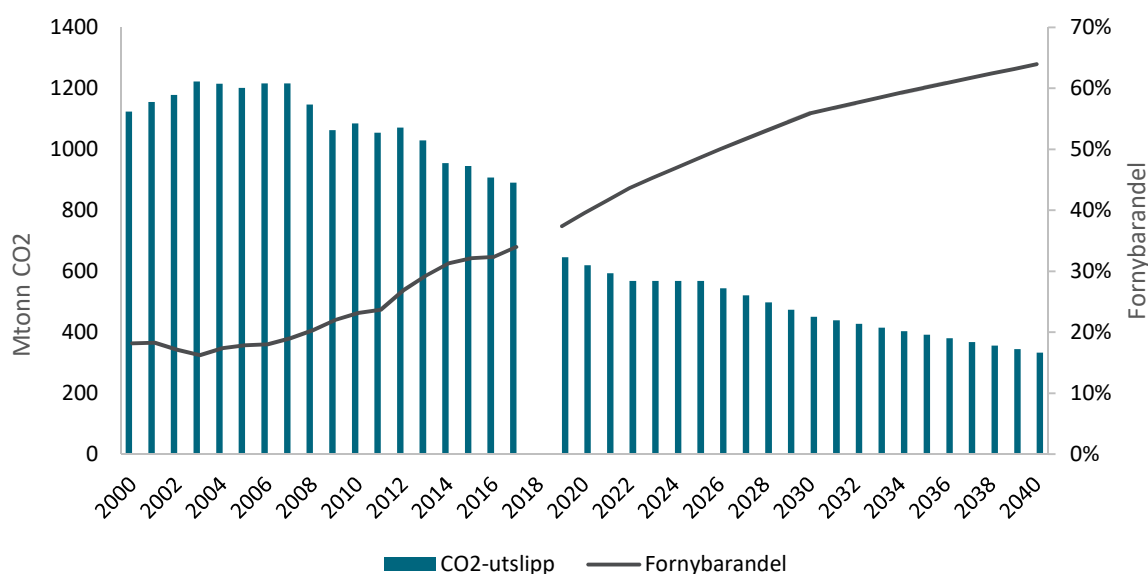
I 2018 ble EUs regelverkverks pakke «*Clean Energy for All Europeans*», kjent som Vinterpakken, vedtatt. Dette omfatter regelverk for energimarkedet i Europa. Et viktig bindeledd mellom regelverkene er forordningen om et felles styringssystem for Energiunionen (European Parliament and the Council, 2018). Forordningen stiller krav til EUs medlemsland om å levere inn en nasjonal energi- og klimaplan ved utgangen av 2019, som skal beskrive virkningen av målsetninger, virkemidler og tiltak på økonomi og bærekraft frem til 2030. Det oppfordres også til å levere inn langsiktige strategier mot 2050 for blant annet fornybar energi og reduksjon i klimagassutslipp. De nasjonale energi- og klimaplanene gir en pekepinn på hvilke nivåer europeiske land tilstreber å være på i 2030 når det kommer til bruk av fossile energikilder i kraftsektor, transport, og i oppvarming og kjøling. Til sammen skal alle nasjonale målsetninger bidra til å nå EUs overordnede energi- og klimamål. De endelige planene leveres til Kommisjonen innen utgangen av 2019. I juni 2019 medelte EU-kommisjonen at de foreløpige målsetningene medlemslandene har satt seg ikke er tilstrekkelig for å nå EUs overordnede mål (European Commission, 2019).

I fjor økte Rådet EUs overordnede 2030-mål til 40 prosent reduksjon i klimagassutslipp sammenlignet med 1990-nivå, 32,5 prosent energieffektivisering, samt 32 prosent fornybarandel i sluttbruk av energi. Omstillingen er kostnadskrevende og innebærer en omlegging av samfunnsstrukturen. Dette påvirker også energisektoren. Med dagens politiske virkemidler kan EUs klimagassutslipp reduseres med 60 prosent relativt til 1990-nivåer, innen 2050. For at EU skal kunne bidra tilstrekkelig til Paris-avtalen ønsker EU å bli karbonnøytral i 2050, det er en økning av EUs initielle forpliktelser i Paris-avtalen som kun strekker seg til 2030. For europeisk kraftsektor innebærer dette en fornybarandel på 80 til 85 prosent i 2050, som sammen med en andel på 15 prosent kjernekraft skal utgjøre bærebjelken i et karbonnøytralt Europa.

² Vedlegg 2

³ BEIS – Department for Business, Energy & Industrial Strategy

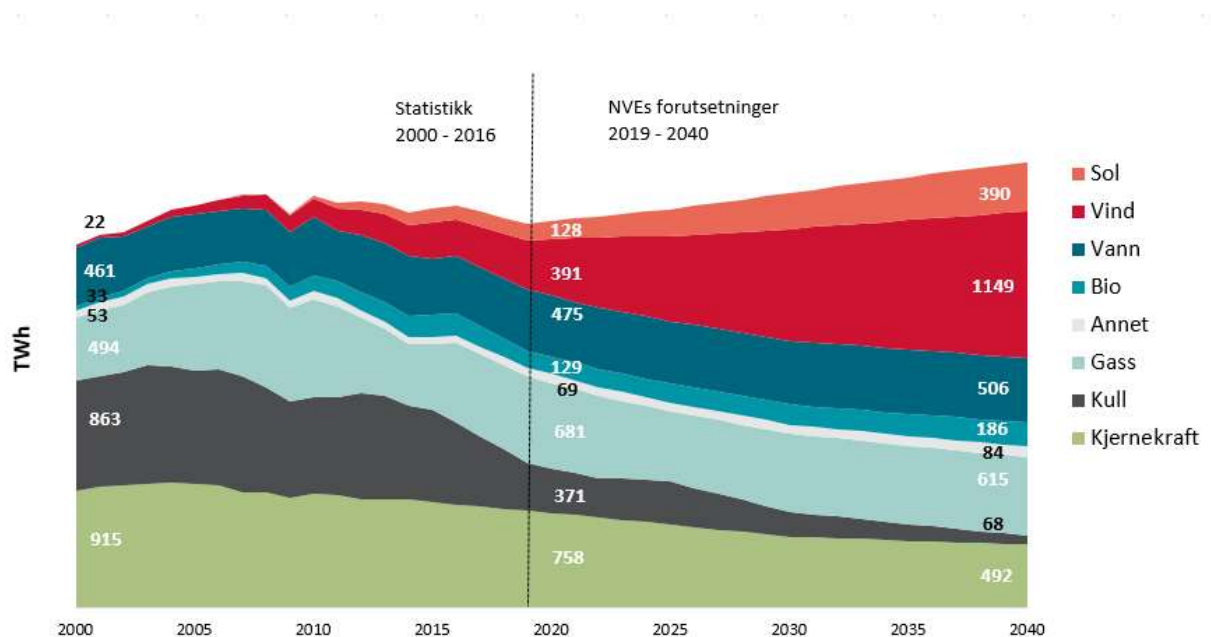
Den nye EU-Kommisjonen tiltrer 1. november 2019, og den påtroppende presidenten Ursula von der Leyen har uttrykt høye ambisjoner om å styrke EUs energi- og klimapolitikk. Konseptet «European Green Deal» skal legges frem i februar 2020. Ambisjonene er blant annet å lovfeste klimanøytralitet i EU i 2050, øke EUs mål om reduksjon i klimagassutslipp, samt å foreslå en investeringsplan for et bærekraftig Europa som skal sikre EUR 1 trillion til bærekraftige investeringer det neste tiåret. Tall fra EU-kommisjonen viser at 75 prosent av dagens klimagassutslipp i EU kommer fra energisektoren (EU Kommisjonen, 2018). Dette åpner for at utslippsreduksjoner i kraftsektoren kan bidra til store utslippskutt totalt. Figur 10 viser vår analyse av utviklingen i årlige CO₂-utslipp i kraftsektoren frem til 2040. Utslippene ender på 330 millioner tonn CO₂ i slutten av analyseperioden. Skal kraftsystemet i det modellerte området nå null utslipp i 2050, vil det kreve ytterligere utfasing av gasskraft og raskere innfasing av fornybare energikilder i perioden etter 2040.



Figur 10 – NVEs analyseresultater av CO₂-utslipp og fornybarandel i kraftsektoren i Nord- og Vest-Europa (2000 - 2040)

3.2. EUROPEISK KRAFTPRODUKSJON BLIR MER FORNYBAR

Utviklingen i den europeiske kraftforsyningen drives i hovedsak av to trender. For det første forventer vi at termisk kraftproduksjon fra kull- og kjernekraft reduseres som følge av politiske føringer og aldrende kraftverk. Samtidig fortsetter utbyggingen av vind- og solkraft som følge av EUs fornybarmål, lavere utbyggingskostnader og høyere kraftpriser. Fornybarandelen i kraftsektoren i våre modellerte land ligger i dag på rundt 37 prosent. I følge vår analyse vil denne andelen øke til 64 prosent i 2040. Som en del av dette antar NVE at vindkraft kommer til å være den desidert største produksjonsteknologien i de modellerte landene i 2040, med en andel på 33 prosent av den totale kraftforsyningen. Sol- og vannkraft vil på sin side utgjøre henholdsvis 11 og 14 prosent. Omleggingen fra fossile til fornybare energikilder bidrar til at CO₂-utslippene i kraftsektoren halveres i våre modellerte land fra i dag til 2040.



Figur 11 – Statistikk fra Eurostat (Eurostat, 2019) og våre forutsetninger om kraftproduksjon i Nord- og Vest-Europa (TWh)

3.2.1. KJERNEKRAFTANDELEN REDUSERES, MEN FORBLIR EN VIKTIG GRUNNLAST

I dag utgjør kjernekraft omtrent en fjerdedel av kraftproduksjonen i de modellerte landene. Denne andelen har vært synkende siden 2005. Vi legger til grunn at europeisk kjernekraftproduksjon reduseres med omtrent 35 prosent fra i dag til 2040. Nedgangen er størst i perioden frem til 2030. Til tross for at produksjonen faller betydelig, vil kjernekraft likevel være en viktig grunnlastkilde i den europeiske kraftforsyningen mot slutten av analyseperioden.

Fremtiden til europeisk kjernekraft bestemmes i stor grad av politiske beslutninger, og mange land i Europa har ambisjoner om å redusere eller fase ut kjernekraft de neste 10-20 årene. Tyskland har vedtatt å legge ned all kjernekraft i løpet av 2022, mens belgiske myndigheter har som mål å stenge sine syv reaktorer innen 2025. I november 2018 publiserte franske myndigheter en flerårig programplan for energi som innebærer at produksjonsandelen fra kjernekraft skal reduseres fra 75 til 50 prosent innen 2035 (Government of France, 2018). En av målsetningene i fransk energipolitikk er å holde de franske kraftprisene konkurransedyktige. Kjernekraft gir tilgang på rimelig kraft, samtidig som den stabile grunnlasten gjør det enklere å fase ut fossil kraftproduksjon. I NVEs analyse er det lagt til grunn at fransk kjernekraftproduksjon reduseres etter 2025, og at det nasjonale målet nås i 2035.

Samtidig går Storbritannia motsatt vei av sine vest-europeiske naboer, og har økt kjernekraft som en del av sin strategi for å redusere klimagassutslipp og opprettholde forsyningssikkerheten. Prosjektet Hinkley Point C, som nå er under utbygging, har fått mye medieoppmerksomhet fordi britiske myndigheter har vedtatt å gi prosjektet en garantert støtte på 92,50 GBP/MWh. Dette er langt over kraftprisen i landet, som var 57 GBP/MWh i 2018. NVE legger til grunn at kjernekraftproduksjonen i Storbritannia øker med rundt 30 TWh etter 2025, og vil utgjøre omtrent en fjerdedel av britisk kraftforsyning i 2040.

3.2.2. KULLKRAFT FASES HELT UT I DE FLESTE EUROPEISKE LAND

En økt CO₂-pris gjør at de mest effektive gasskraftverkene allerede er billigere enn kullkraft mange steder i Europa. NVE legger til grunn at dette vil være med på å redusere kullkraftproduksjonen på kort- og mellomlang sikt. Sammenlignet med fjorårets analyse antar NVE at den årlige kullkraftproduksjonen vil ligge omtrent 40 prosent lavere de neste fem årene som et resultat av at prisen på CO₂-utslipp har økt.

I tillegg til økende CO₂-pris, vil aldrende kraftverk og strengere utslippskrav bidra til en stadig større utfasing av kullkraft i Europa. I den tyske «Kommisjonen for vekst, strukturendring og sysselsetting» ble det foreslått at all tysk kraftproduksjon fra kull skal være faset ut senest 2038 ("Kullkommisjonen", 2019). Dette vil kunne redusere CO₂-utslippene betraktelig og bidra til at Tyskland når sin målsetning om et kutt i CO₂-utslipp med 55 prosent i 2030.

NVE legger til grunn at kullkraftproduksjonen i de modellerte landene halveres innen 2030, og er helt ute av kraftmiksen i de fleste land innen 2040. Av de modellerte landene vil det kun være Polen og Tsjekkia som har kullkraftproduksjon av betydning i 2040.

3.2.3. GASSKRAFTANDELEN GÅR NED, MEN BLIR VIKTIG FOR Å BALANSERE SYSTEMET

NVE legger til grunn at den totale gasskraftproduksjonen i Europa kommer til å gå noe ned de neste 20 årene. Prisøkningen i kvotemarkedet har hevet konkurransekraften til gasskraft betydelig det siste året, og gasskraftproduksjonen utgjør i dag omtrent 23 prosent av den europeiske kraftforsyning. Vi antar at produksjonsandelen vil kunne falle noe mot 2030 og 2040, men at den fortsatt vil ligge rundt 20 prosent for de modellerte landene som helhet.

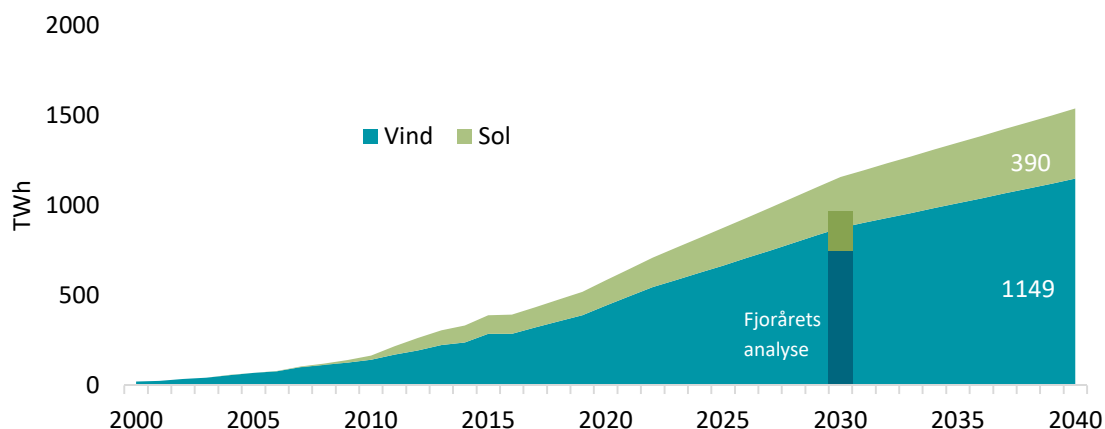
Storbritannia og Nederland har tradisjonelt hatt en høy andel gasskraft i sin kraftmikse, men denne andelen er forventet å falle i takt med utbyggingen av utslippsfri produksjonskapasitet. I NVEs analyse er det lagt til grunn at andelen gasskraft i de to landene faller fra 50 til 25 prosent i 2040.

I Polen, Belgia og Tsjekkia går utviklingen i motsatt retning. I disse landene blir gasskraftkapasiteten bygget opp. Vi antar at produksjonsandelen i Belgia og Polen vil øke til 50 prosent i 2040, mens den i Tsjekkia vil gå opp til rundt 20 prosent.

Etter hvert som annen termisk kraftproduksjon fases ut, vil betydningen av regulerbare gasskraftverk bli viktig i perioder med høyt forbruk og lav produksjon fra sol- og vindkraft. Gasskraftverk har rask responstid og lave start- og stoppkostnader, noe som gjør teknologien godt egnet til å balansere ut svingningene i uregulerbar kraftproduksjon. Gasskraft vil imidlertid kunne møte konkurranse fra batterier, pumpekraft, hydrogen og forbrukerfleksibilitet når det kommer til balansering av kraftsystemet.

3.2.4. I 2040 VIL VIND- OG SOLKRAFTPRODUKSJON UTGJØRE DEN STØRSTE ANDELEN AV KRAFTMIKSEN I VÅRE MODELLERTE LAND

I NVEs analyse antas det en betydelig utbygging av vind- og solkraftproduksjon i Europa til 2030. Produksjonen i de modellerte landene vil da ligge på rundt 1150 TWh, en dobling sammenliknet med dagens produksjon og 200 TWh høyere enn fjorårets analyse. Det antas dessuten en betydelig utbygging etter 2030, der vind- og solkraftproduksjonen øker med ytterligere 30 prosent mot 2040. Bakgrunnen for veksten er forutsetningen om fortsatt kostnadsreduksjoner for disse teknologiene, og EUs ambisjoner om en utslippsfri kraftsektor i 2050. Sammenlagt bidrar dermed sol- og vindkraft med i overkant av 1500 TWh årlig i slutten av analyseperioden.



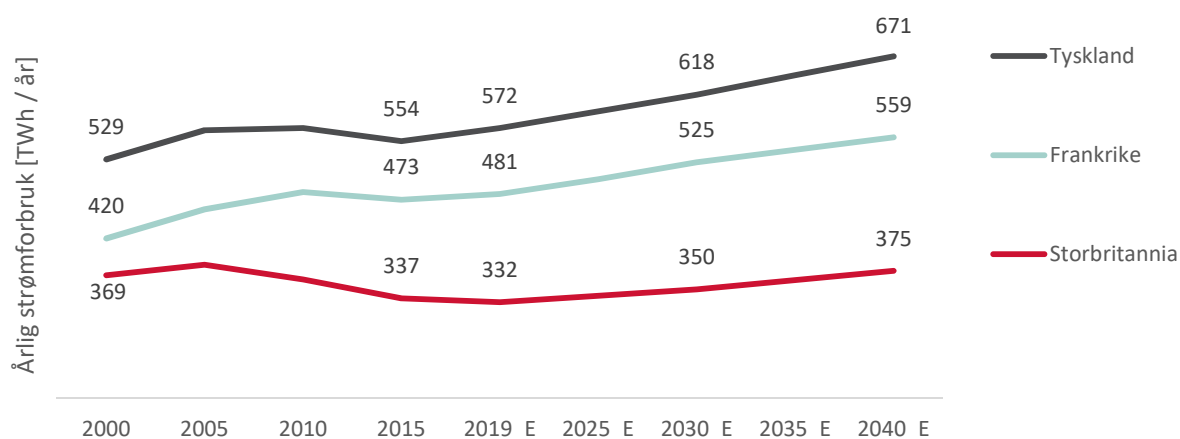
Figur 12 – Statistikk fra Eurostat og NVEs forutsetninger om kraftproduksjon fra vind og sol i Nord- og Vest-Europa (TWh)

3.3. KRAFTTETTERSSPØRSEL I EUROPA ØKER SOM FØLGE AV ELEKTRIFISERING

Elektrifisering og økonomisk vekst er antatt å gi en økt vekst i europeisk kraftteterspørsel. Det er lagt til grunn en total forbruksvekst på rundt 14 prosent frem mot 2040 for landene i analysen, basert på tall fra IHS og NVEs egne forbruksfremskrivninger (NVE, 2019b). Dette tilsvarer en økning på 419 TWh. Hovedårsaken til økningen er forutsetningene om elektrifisering av varme- og transportsektoren, som er viktige for at EU skal nå sine mål, spesielt innenfor energieffektivisering. Økt bruk av varmepumper i fjernvarmenettet og en høyere andel elbiler kan bidra til lavere energibruk totalt, selv om kraftforbruket isolert sett øker. Forbruksveksten antas å være høyere i østlige deler av Europa enn i de fleste vest-europeiske land, som følge av høyere økonomisk vekst og økt levestandard.

Selv om forbruksnivået ikke er forventet å endre seg dramatisk frem til 2040, kan forbruksprofilen forandre seg betydelig. Mer variable kraftpriser, automatiske strømmålere og utvikling innen batteriteknologi kan føre til større fleksibilitet og endret adferdsmønster hos alminnelige forbrukere.

Strømforbruk i husholdninger og tjenesteytende sektor i Tyskland, Frankrike og Storbritannia har økt siden år 2000, mens det har vært en nedgang i industrien. Fremover antas det en fortsatt oppgang i kraftforbruk til husholdninger og tjenesteyting med overgangen fra fossilt brensel til strøm. I tillegg bidrar nytt forbruk i form av elbiler og ny kraftintensiv industri som datasentre og batterifabrikker til veksten. Totalt legges det til grunn at kraftforbruket i disse tre landene vokser med 220 TWh fra 2019 til 2040.



Figur 13 – Historisk utvikling og fremskriving av kraftforbruk i Tyskland, Frankrike og Storbritannia. Kilde: Eurostat fra 2000 til 2015, og NVEs fremskrivninger fra 2020 til 2040 (NVE, 2019b).

3.3.1. TRANSPORTSEKTOREN ELEKTRIFISERES

NVE antar en omfattende elektrifisering i transportsektoren i Tyskland, Frankrike og Storbritannia mot 2040. Tyskland har et mål om 1 million elbiler og 15 000 ladestasjoner innen 2020. Frankrike har som mål å ha 5 millioner el- og hybridbiler på veien innen 2028, og at 100 prosent av nybilsalget skal være nullutslippsbiler i 2040. Storbritannia har som mål at 70 prosent av nybilsalget og 40 prosent av varebilsalget skal være lavutslippsbiler innen 2030. Innen 2040 skal salg av bensin- og dieselmotorer opphøre i Storbritannia. Vi anslår at kraftforbruket i transportsektoren fra 2015 til 2040 kan øke med nesten 40 TWh i Tyskland, 25 TWh i Frankrike og i overkant av 20 TWh i Storbritannia. Dette gir totalt 115 TWh kraftforbruk i transportsektoren i de tre landene i 2040.

3.3.2. NY INDUSTRI OG UTFASING AV FOSSILT BRENSSEL VIL ØKE KRAFTFORBRUKET I INDUSTRISEKTOREN

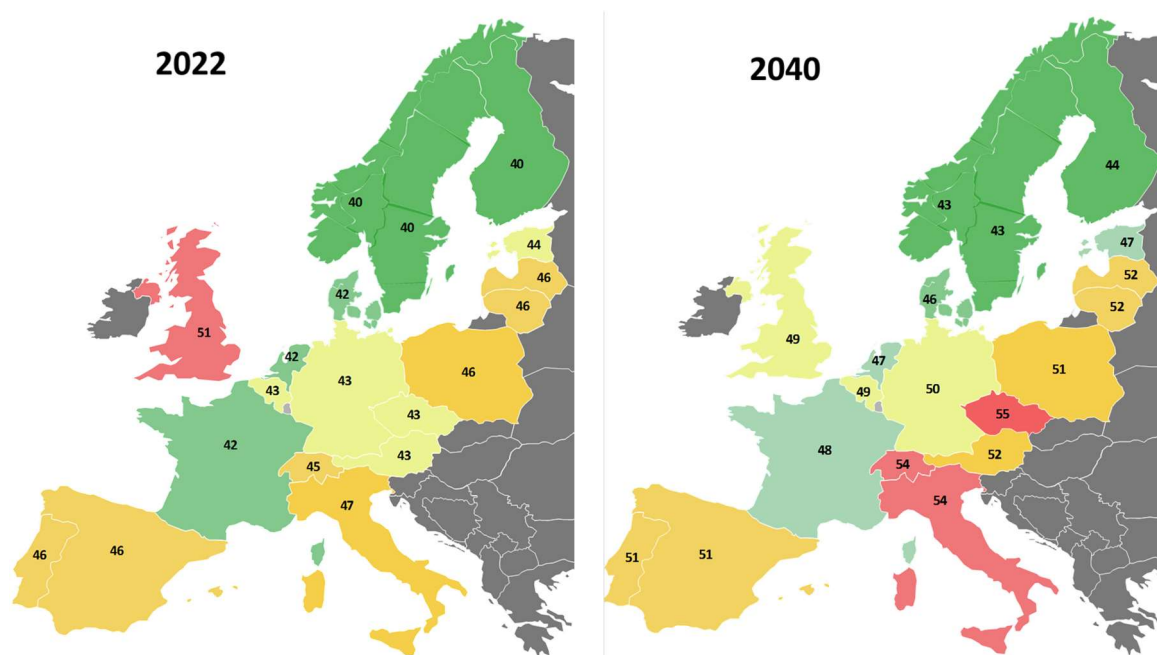
NVE legger til grunn økt kraftforbruk i industrisektoren både i Tyskland og Frankrike. Industrisektoren i Tyskland står for nesten halvparten av det totale kraftforbruket i landet i dag, og NVE anslår at kraftforbruket vil øke med satsing på batterifabrikk, datasentre og hydrogenproduksjon. Kraftforbruket i fransk industrisektor hadde en nedgang fra år 2000 til 2015, men har stabilisert seg i senere år. Utfasing av olje og kull i industrisektoren vil øke forbruk av biomasse og kraft. Samtidig samarbeider Frankrike med Tyskland om utbygging av batteriproduksjon i Europa. I Storbritannia har myndighetene klare ambisjoner om å øke produksjonen i industrisektoren, blant annet fra bilindustrien, men usikkerheten rundt utviklingen i Storbritannia er stor. NVE anslår at kraftforbruket i industrisektoren fra 2015 til 2040 kan øke med over 20 TWh i Tyskland, og med 8 TWh i Frankrike. I Storbritannia er det lagt til grunn flat forbruksutvikling for sektoren frem til 2040. Totalt kraftforbruk i de tre landenes industrisektor i 2040 anslås til 497 TWh.

3.3.3. UTFASING AV FOSSIL ENERGI ØKER KRAFTFORBRUKET I BYGGSEKTOREN

Utfasing av gass, olje og kull brukt til oppvarming gir rom for økt kraftforbruk i tysk, fransk og britisk byggsektor, samtidig som energieffektivisering kan bidra til å begrense økningen. I Tyskland har myndighetene mål om å få en klimanøytral bygningsmasse innen 2050 ved å erstatte fyringsolje og gass med kraft, fjernvarme og biomasse. I Frankrike vil 2,5 millioner husholdninger få høyere energistandard frem mot 2030, og over 1 million kull- og oljefyrte varmeanlegg skal erstattes av varmepumper, panelovner, effektive vedovner og fjernvarme. I Storbritannia har økte temperaturer og energieffektivisering redusert energibruk i byggsektoren i senere år. Overgang fra fyringsolje til kraft i Storbritannia gjør at kraftforbruket vil øke frem mot 2040, allikevel begrenses økningen av energieffektivisering og rehabilitering av bygg. Vi anslår at kraftforbruket i byggsektoren fra 2015 til 2040 kan øke med 50 TWh i Tyskland og Frankrike, og i underkant av 20 TWh i Storbritannia. Kraftforbruket i byggsektoren anslås å bli 897 TWh i 2040 i de tre landene.

3.4. KRAFTPRISEN ØKER I LANDENE UTENFOR NORDEN

Innstramminger i kvotemarkedet har bidratt til at prisen på CO₂-kvoter har økt mye på kort tid. Vi forventer at de nye reglene vil bidra til å holde CO₂-prisen på et høyere nivå fremover enn det vi har sett de siste årene. En konsekvens av dette er at kraftprisbanen for land utenfor Norden ligger omtrent 5 øre/kWh høyere i begynnelsen av årets analyseperiode, enn i fjorårets analyse. Kraftprisene følger imidlertid samme utviklingsmønster som fjorårets analyse. Selv om tilgangen på rimelig kraft blir større når fornybarandelen i systemet går opp, viser NVEs analyse økende kraftpriser mot 2040. Den viktigste årsaken til dette er at prisen på CO₂-utslipp er antatt å øke gjennom perioden. Høyere kraftforbruk og økte priser på gass er også med på å trekke prisnivået opp.

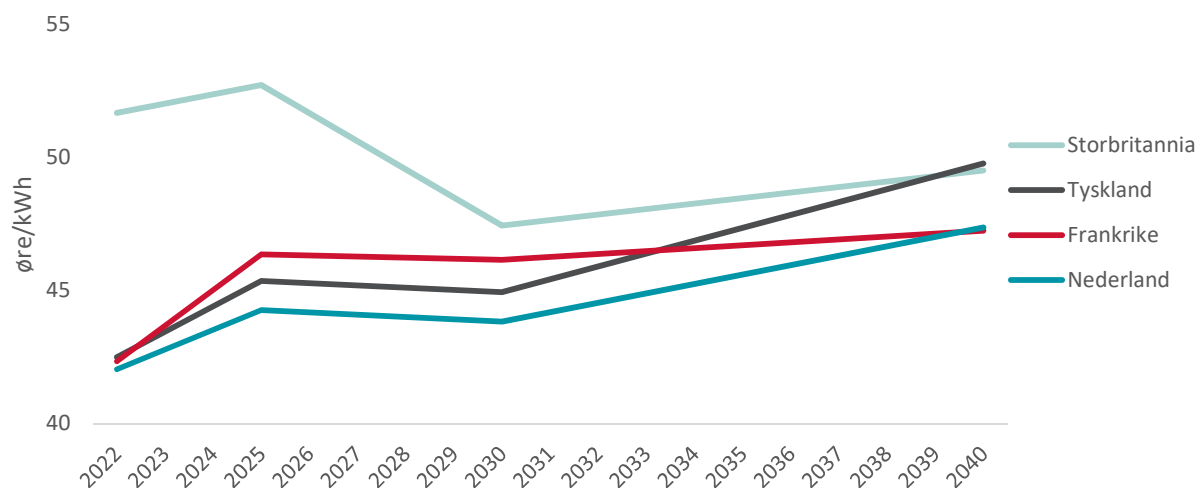


Figur 14 – Utviklingen av kraftprisen våre modellerte områder [øre/kWh]

Figur 15 viser hvordan kraftprisene utvikler seg i Tyskland, Storbritannia, Nederland og Frankrike. I motsetning til utviklingen på kontinentet, faller prisene i Storbritannia frem mot 2030. Dette skyldes forutsetningen om at det særegne CO₂-gulvet avvikes etter 2025. I dag er CO₂-gulvet med på å gjøre kullkraft dyrere å drifte enn gasskraft, noe som allerede har bidratt til store reduksjoner i britisk kullkraftproduksjon. NVE legger til grunn i analysen at Storbritannia lykkes med å fase ut kullkraft i løpet av 2025, og at CO₂ gulvet avvikes.

I Tyskland øker kraftprisen mer enn i de andre landene mellom 2030 og 2040, noe som blant annet skyldes at kraftbalansen i landet blir svekket i denne perioden. Forbruksvekst og utfasing av kullkraft bidrar til at Tyskland får et underskudd av kraft i 2040, til tross for at det bygges ut mye sol- og vindkraft. Ettersom den gjenværende termiske kapasiteten i hovedsak består av kraftverk med høyere marginalkostnad enn de som ble faset ut, bidrar dette til å trekke opp prisnivået i Tyskland. Effekten av den nye produksjonsmiksen blir forsterket av at gassprisen øker fra 2030 til 2040.

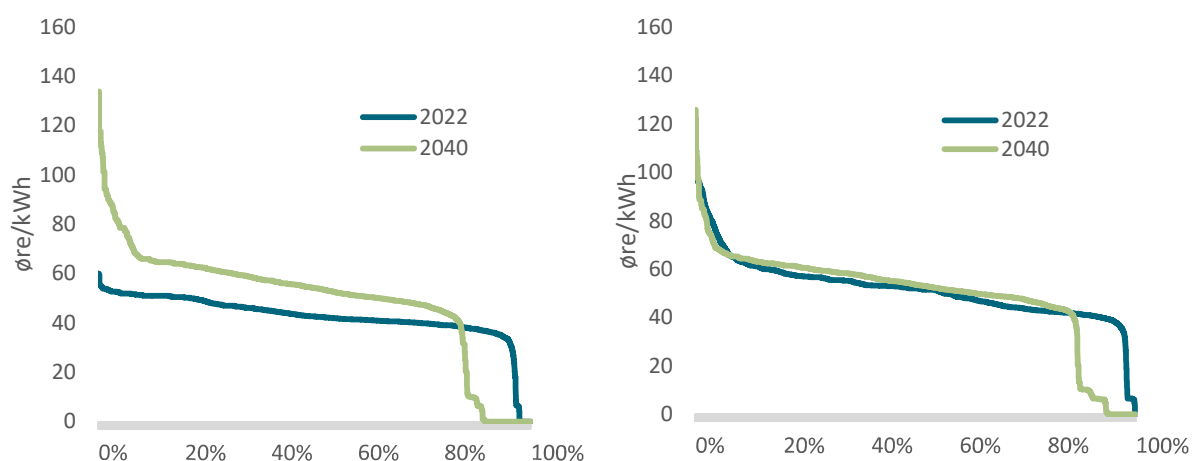
Til forskjell fra Storbritannia og Tyskland er det lagt til grunn at både Frankrike og Nederland vil ha et relativt stort kraftoverskudd i 2040. Dette gir prisforskjeller sammenliknet med nabolandene. I begge land er det forventet at vindkraftproduksjonen kommer til å firedoble seg de neste 20 årene, noe som demper prisveksten som følger av høyere gass- og CO₂-pris.



Figur 15 – Kraftprisutvikling i utvalgte land utenfor Norden

Figur 16 viser varighetskurver for kraftprisen i Tyskland og Storbritannia i henholdsvis 2022 og 2040. Varighetskurvene er brattere i 2040 enn i 2019, noe som reflekterer at volatiliteten i kraftprisene går opp. Når fornybarandelen i systemet øker vil det i perioder med lavt forbruk og høy uregulert produksjon oppstå et kraftoverskudd i systemet der prisene faller til null. For Tyskland var dette tilfelle i omtrent 2 prosent av timene i 2018. Med våre forutsetninger vil dette kunne øke til omtrent 10 prosent av timene i 2040. I Storbritannia er tallet noe lavere, men også her oppstår det nullpriser i 6 prosent av timene i 2040.

Analysen viser mer ekstreme pristopper i Tyskland i 2040, samtidig som nivået på den flate delen av kurven hever seg. Det første henger sammen med at det i 2040 må startes opp dyre reservekraftverk for å dekke forbruket i perioder med begrenset tilgang på vind- og solkraft. Det at det generelle prisnivået går opp reflekterer at gass- og CO₂-prisen har blitt høyere, kombinert med endringene i produksjonsparken og forbruksvekst.



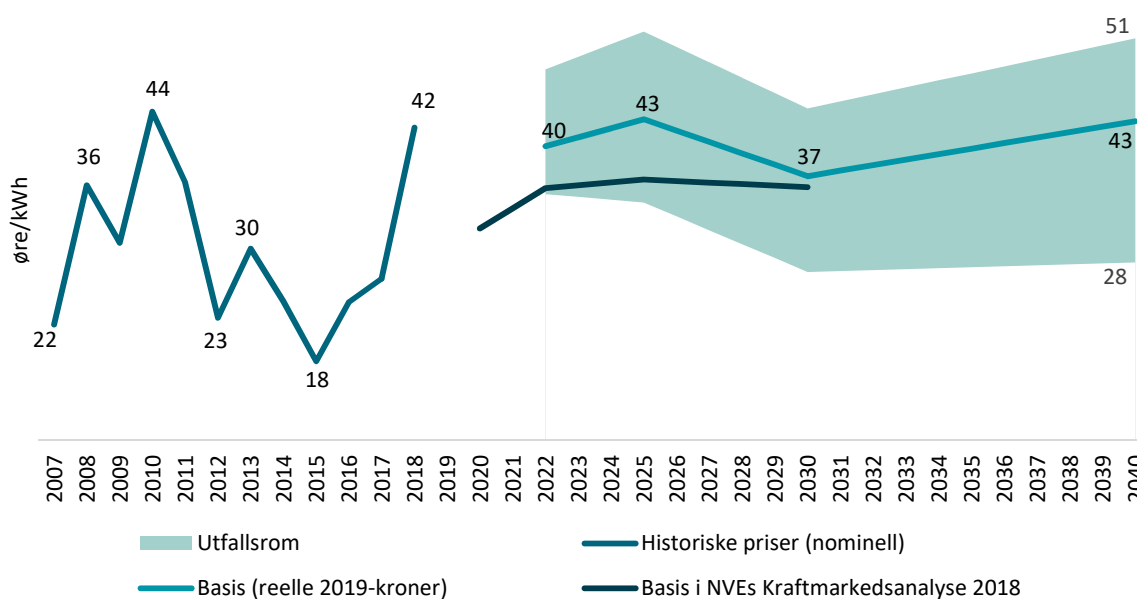
Figur 16 – Varighetskurver Tyskland (venstre) og Storbritannia (høyre)

4. KRAFTPRISER I NORGE ER VENTET Å ØKE MOT 2040

I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse har vi beregnet kraftprisene for et normalår og med startpunkt i 2022. Dette kan gi avvik fra dagens observerte priser. Årets analyse viser at kraftprisen i Norge kan øke fra 40 øre/kWh i 2022 til 43 øre/kWh i 2040⁴. Prisstigningen skyldes i stor grad forutsetningene om høyere pris for gass og utslipp av CO₂, og nedleggelse av svensk kjernekraft mot slutten av analyseperioden. På den andre siden dempes prisøkningen av økt fornybarproduksjon både i Norden og i resten av Europa.

Brensels- og CO₂-prisene har fortsatt stor betydning for de fremtidige kraftprisene. Våre tre scenarier for brensels- og CO₂-priser resulterer i et utfallsrom for norsk kraftpris mellom 28 og 51 øre/kWh i 2040.

Hvordan nivået på CO₂- og brenselspriser virker inn på norsk kraftpris henger sammen med andelen fornybar kraft i Europa. Med mer fornybar kraftproduksjon blir kraftprisen satt av termiske kraftverk i en stadig mindre andel av tiden. NVE har i år lagt til grunn en større fornybarandel i 2030 enn i fjorårets analyse, og som følge av dette blir kraftprisene i mindre grad påvirket av høye CO₂-priser. Dette bidrar til å trekke ned kraftprisen i høy-scenariet, sammenliknet med fjorårets analyse. I lav-scenariet i 2030 er kraftprisen løftet sammenliknet med analysen fra i fjor, grunnet forventningen om høyere CO₂-pris. Årets analyse gir dermed et mindre utfallsrom for kraftpris i 2030 enn 2018-analysen.



Figur 17 – Høyere CO₂-pris trekker prisnivået opp. Samtidig bidrar økt fornybar kraftproduksjon til at prisøkningen dempes, og en større variasjon i kraftprisen gjennom analyseperioden. Historiske priser er vist som nominelle verdier, mens fremtidige kraftpriser er oppgitt i reelle 2019-kroner.

⁴ Gjennomsnittlig kraftpris er beregnet som et gjennomsnitt over 30 simulerte værår og et vektet gjennomsnitt av alle områdene i modellen. Vekten for et område gjenspeiler områdets andel av total produksjon og forbruk i Norge. Et område med mye produksjon får dermed en større innvirkning på kraftprisen enn et område med lite produksjon og forbruk.

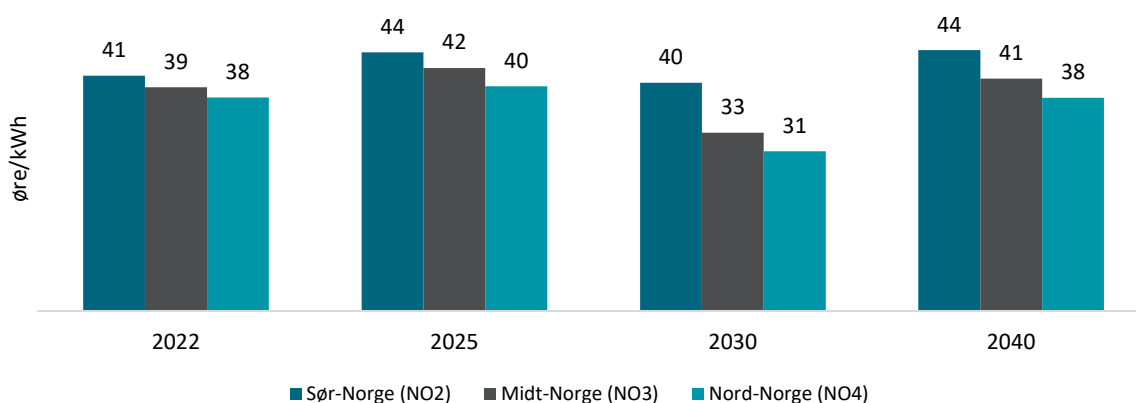
Grunnet den sterke prisstigningen på utslippskvoter har årets analyse et høyere startpunkt enn i fjorårets analyse, der kraftprisen var anslått til 36 øre/kWh i 2022. Det økte CO₂-prisnivået bidrar til å trekke prisbanen opp. Samtidig gir årets analyser større svingning i utviklingen av kraftprisen gjennom analyseperioden, enn fjorårets analyse der kraftprisbanen var omtrent uendret mellom 2022 og 2030.

Prisfallet mot 2030 skyldes blant annet storstilt utbygging av vindkraft i Sverige frem mot 2030 som følge av deres nasjonale energi- og klimaplaner. Dette gir et midlertidig stort kraftoverskudd i Norden rundt 2030. Samtidig bidrar også utfasing av CO₂-gulvet i UK og styrket kraftbalanse i Finland til at norsk kraftpris blir lavere i 2030 enn i starten av analyseperioden. Mot 2040, når mye av kjernekraften i Sverige og Finland har nådd endt levetid eller er nedlagt, reduseres kraftoverskuddet i Norden. Sammen med økte gass- og CO₂-priser er dette med på å øke kraftprisen i Norge igjen, sammenliknet med 2030.

4.1. STØRRE PRISFORSKJELLER MELLOM NORD OG SØR I NORGE

Vår analyse viser at prisforskjellene mellom nord og sør i Norge vil bli større i fremtiden. Dette kom også til syne i fjorårets analyse. Kraftprisene i Sør-Norge, som er koblet til Danmark, Nederland, og fra 2022 også Tyskland og Storbritannia, trekkes opp av økte brensel- og CO₂-priser. Begrenset overføringskapasitet mellom Nord-, Midt- og Sør-Norge gjør at Nord- og Midt-Norge ikke følger etter i like stor grad, slik at prisforskjellene mellom sør og nord forsterkes.

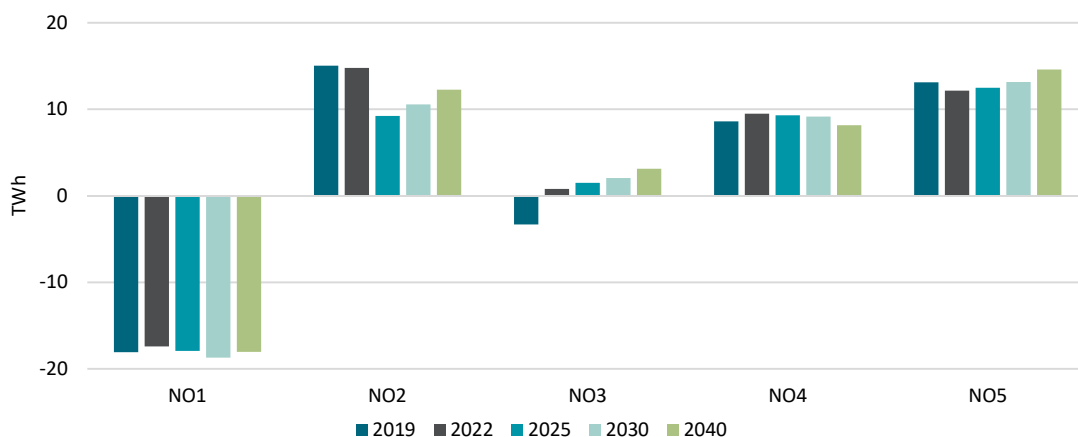
Prisforskjellene forsterkes ytterligere av antakelsene om vindkraftutbygging i Midt-Norge og i Sverige, som gir økt behov for kraftoverføring mellom nord og sør.



Figur 18 – Kraftprisene i prisområdene har ulik utvikling. Prisforskjellene i Norge er antatt å øke mot 2030, før de reduseres mot 2040.

4.1.1. VEDVARENDE LAVERE PRISER I NORD-NORGE ENN I RESTEN AV LANDET

Kraftprisene i Nord-Norge er lavere enn i resten av Norge gjennom hele analyseperioden. Prisforskjellene mellom Midt- og Nord-Norge er likevel noe mindre i årets analyse enn i fjorårets analyse. I årets analyse har vi antatt at industriforbruket i Nord-Norge øker, og at kun konsesjonsgitt vindkraft bygges ut. Kraftoverskuddet i Nord-Norge blir dermed gradvis redusert gjennom analyseperioden. Samtidig har vi i år lagt til grunn et større kraftoverskudd i Midt-Norge, enn vi gjorde i 2018-analysen. Dette bidrar til at prisforskjellene mellom NO4 og NO3 blir mindre i årets analyse, enn i fjorårets.

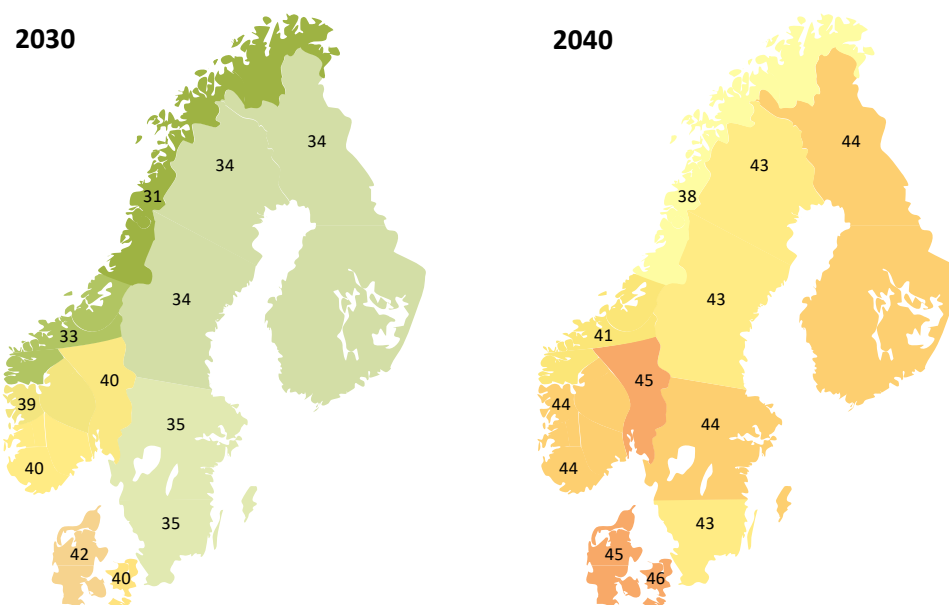


Figur 19 – Kraftbalanse i de norske prisområdene i basisdatasettet. Vindkraftutbygging og antakelser om forbruksutvikling har stor betydning for utviklingen i kraftbalanse i de norske prisområdene. Med våre antakelser i basis reduseres kraftoverskuddet i NO4 fra 2022 og utover.

4.1.2. VINDKRAFTUTBYGGING OG NEDLEGGELSE AV KJERNEKRAFT PÅVIRKER PRISFORSKJELLENE

Mot 2030 gir NVEs analyser økte prisforskjeller mellom Midt-Norge og Sør-Norge. Antakelsen om en stor vindkraftutbygging i Sverige fører til lave svenske kraftpriser, som også påvirker prisene i Midt- og Nord-Norge. Begrenset kapasitet i nettet gjør imidlertid at prisene i Sør-Norge ikke reduseres like mye.

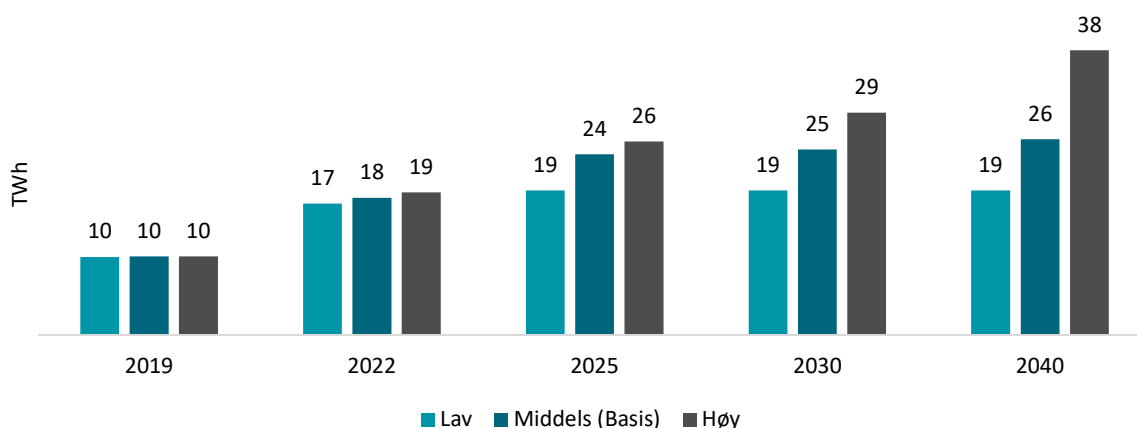
Prisforskjellene i Norge bli mindre i perioden 2030 til 2040. Grunnen til dette er blant annet nedleggelse av svensk og finsk kjernekraft, som trekker prisnivået i Sverige opp. Det antas samtidig at nettkapasiteten nord – sør i Sverige øker, slik at kraftprisen i alle de svenske områdene øker. Dette påvirker prisene i Nord- og Midt-Norge, slik at kraftprisen i disse områdene blir likere prisene i Sør-Norge.



Figur 20 – Kraftpriser i Norden i basis (øre/kWh) i 2030 (venstre) og i 2040 (høyre)

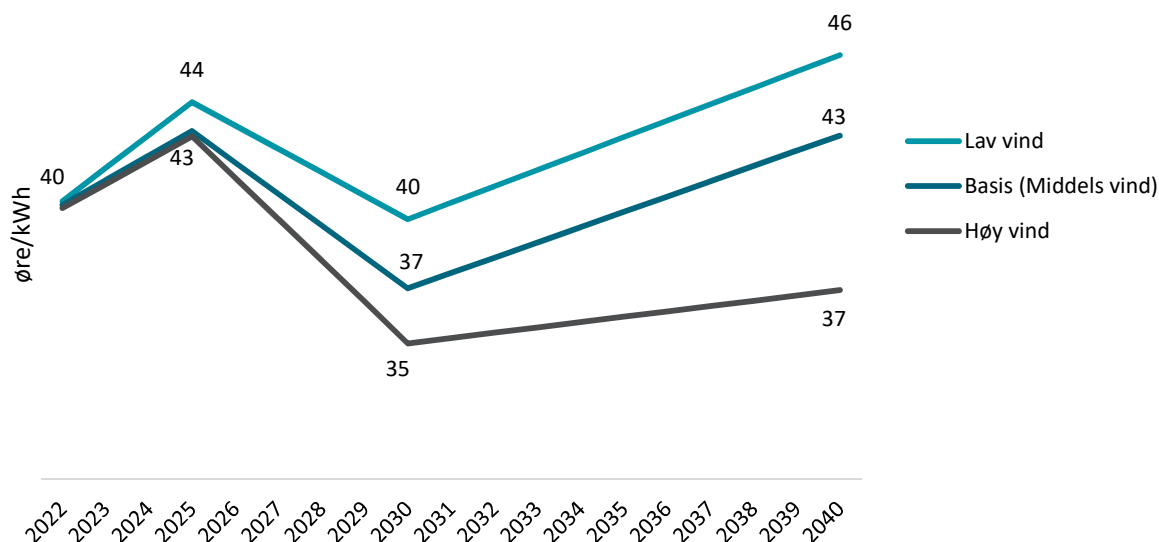
4.2. NORSK VINDKRAFTUTBYGGING GIR UTSLAG I KRAFTPRISEN

Det er usikkert hvor mye vindkraft som vil bli bygget ut i Norge i fremtiden. Selv om det er bedriftsøkonomisk lønnsomt, har vindkraft på land også andre samfunnsmessige virkninger. Det kan derfor settes begrensninger for hvor mye som kan og bør bygges ut. NVE har utarbeidet tre scenarier for utbygging av vindkraft i Norge frem mot 2040. Disse er vist i Figur 21. I vårt basisdatasett har vi lagt til grunn middels-scenariet for vindkraft.



Figur 21 – Antatte mengder vindkraft i NVEs tre vindkraftscenarier lav, middels og høy. Middels ligger til grunn i basisscenariet i årets kraftmarkedsanalyse.

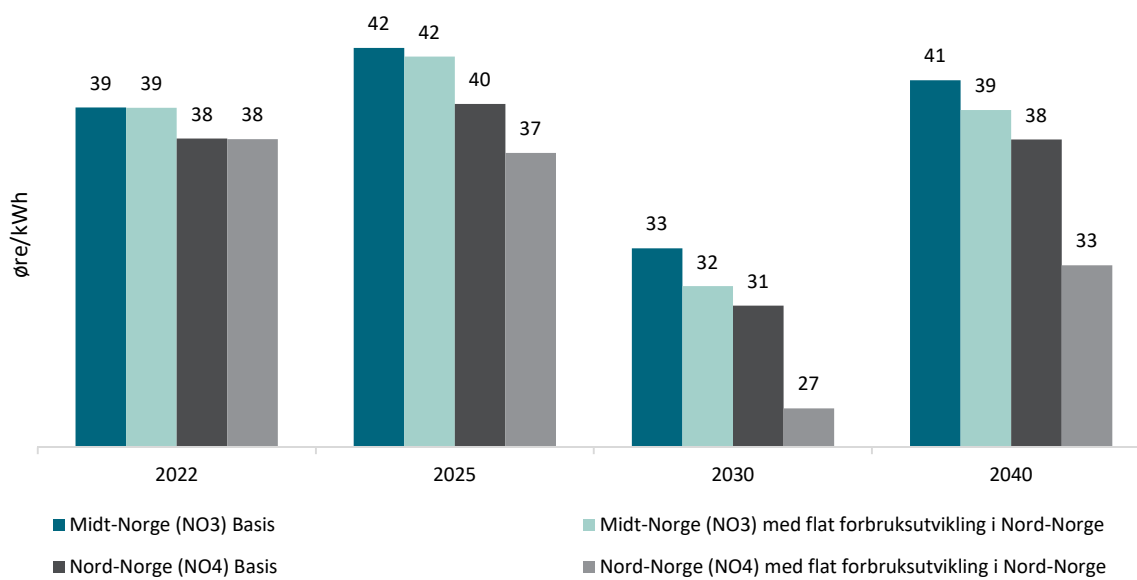
Hvor mye vindkraft som bygges ut i Norge, påvirker kraftprisen. Figur 22 viser kraftprisbanen med de tre vindkraftscenariene lav, middels (basis) og høy. I høy vind-scenariet i 2030, hvor vi har antatt 4 TWh mer vind enn i basisscenariet, blir kraftprisen i gjennomsnitt 2 øre/kWh lavere. Motsatt blir kraftprisen 3 øre/kWh høyere i 2030 i lav vind-scenariet, hvor vi har 6 TWh mindre vindkraft.



Figur 22 – NVEs kraftprisbane for Norge med våre tre vindkraftscenarier lav, middels (basis) og høy

4.2.1. FORBRUKSVEKST I NORD-NORGE VIL GI PLASS TIL NY VINDKRAFT I NETTET

Nord-Norge har noen av de beste vindkraftressursene i Norge. Et stort kraftoverskudd og begrensninger i nettet, gjør imidlertid at ny vindkraft isolert sett vil gi lavere kraftpriser i området. I NVEs basisdatasett er det antatt at forbruket i Nord-Norge øker. Dette gjør at den nye vindkraften vi antar at bygges, ikke øker flaskehalsene i nettet ut av Nord-Norge betydelig. I en sensitivitetsanalyse har vi undersøkt hvordan prisforskjellene påvirkes dersom forbruket forblir uendret fra 2022 og utover. Resultatet er vist i Figur 23. Fra 2030 blir kraftprisen betydelig lavere i Nord-Norge enn i Midt-Norge. Økt vindkraftutbygging i Nord-Norge, sammenliknet med det vi har antatt i basis, vil trekke i samme retning.



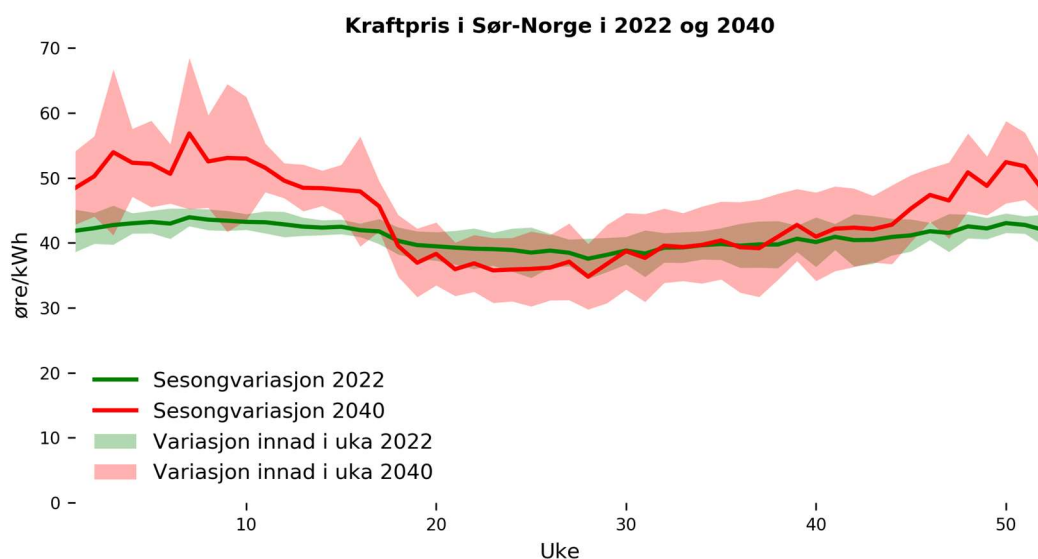
Figur 23 – Kraftpris i Nord-Norge og Midt-Norge i basis og i en sensitivitet der forbruksutviklingen i Nord-Norge er antatt uendret fra 2022. Flat forbruksutvikling, med alt annet likt som i basis, gir økt kraftoverskudd i Nord-Norge og større prisforskjeller mellom Nord- og Midt-Norge.

4.3. ØKT ANDEL UREGULERT PRODUKSJON GIR STØRRE PRISVARIASJON

I tillegg til at prisnivået går opp, forventer vi også at volatiliteten i norske kraftpriser kommer til å øke mot 2040. I likhet med fjorårets analyse, viser årets analyse at fra 2022 og utover vil kraftprisene variere mer, både gjennom uken, mellom sesonger og mellom ulike år. En større andel fornybar og uregulerbar produksjon i kraftsystemet som helhet medfører at variasjoner i været vil gi større utslag i de norske kraftprisene enn det vi ser i dag.

4.3.1. KRAFTPRISENE VARIERER MER MELLOM SESONGER OG GJENNOM UKEN

Sammenliknet med fjorårets analyse har vi i år lagt til grunn enda mer fornybarutbygging og en større økning i CO₂- og brenselpriser. Dette gjør at prisvariasjonen mellom sesongene og innad i uken blir ytterligere forsterket i årets analyse. Figur 24 viser at kraftprisen i Sør-Norge gjennom året og innad i uken øker fra 2022 til 2040.



Figur 24 – Prisvariasjonen gjennom året og gjennom uken øker fra 2022 til 2040, som følge av økt uregulert kraftproduksjon, mindre kjernekraft i Norden og økte CO₂- og brenselpriser. Prisvariasjonen innad i uken (standardavviket) er vist som et felt rundt gjennomsnittsprisen.

Hoveddriveren bak denne utviklingen er utbyggingen av vind- og solkraft i våre omkringliggende land. Kombinert med utfasingen av termisk produksjonskapasitet gir dette mer volatile priser i det nordeuropeiske kraftmarkedet, og oftere tilfeller der prisen blir veldig høy eller veldig lav i enkelttimer. Dette prismønstret gir også utslag på norske kraftpriser.

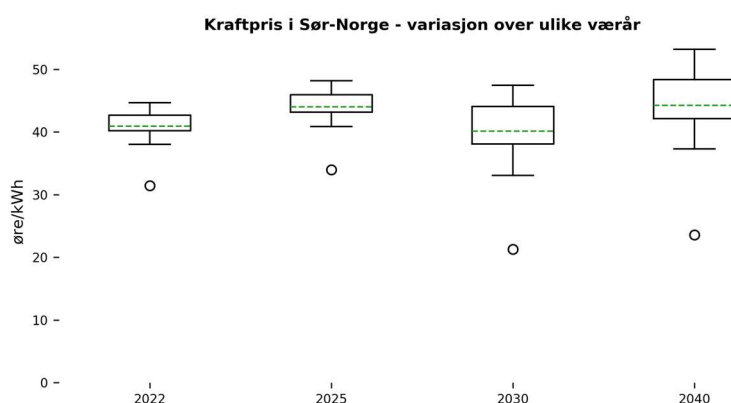
NVEs analyse viser en utvikling mot høyere prisvariasjon om vinteren, med både flere pristopper og prisbunner enn i dag. Prisvariasjonen øker også om sommeren, men mindre enn hva tilfellet er om vinteren. Om sommeren viser analysene at det vil kunne være perioder med energioverskudd som resulterer i flere timer med lav pris.

Denne effekten bidrar til at også sesongvariasjonen blir større i dag, siden forskjellen mellom sommer- og vinterpriser blir større som følge av relativt lavere kraftpriser om sommeren.

4.3.2. STØRRE VARIASJON I KRAFTPRIS MELLOM VÆRÅR

Figur 25 viser hvordan den årlige gjennomsnittsprisen varierer over 30 simulerte værår. Variasjonen i kraftpris mellom værår er relativt lav i 2022 og 2025 ettersom utvekslingskapasitet fra Norden til resten av Europa utjevner prisforskjellene mellom tørre og våte år. I tørre år med høyt forbruk vil nordisk import kunne redusere kraftprisen i Norge, eksempelvis fra Tyskland hvor det kan være perioder med høy vindkraftproduksjon på vinterstid. I våte år vil mellomlandsforbindelsene gjøre det mulig å eksportere ut noe av kraftoverskuddet som typisk oppstår under vårmsmeltingen, og dermed løfte kraftprisen fra et ellers lavt nivå. Utlandsforbindelser gir på denne måten mer stabile priser mellom år og sesonger som følge av at hydrologiske svingninger får mindre betydning.

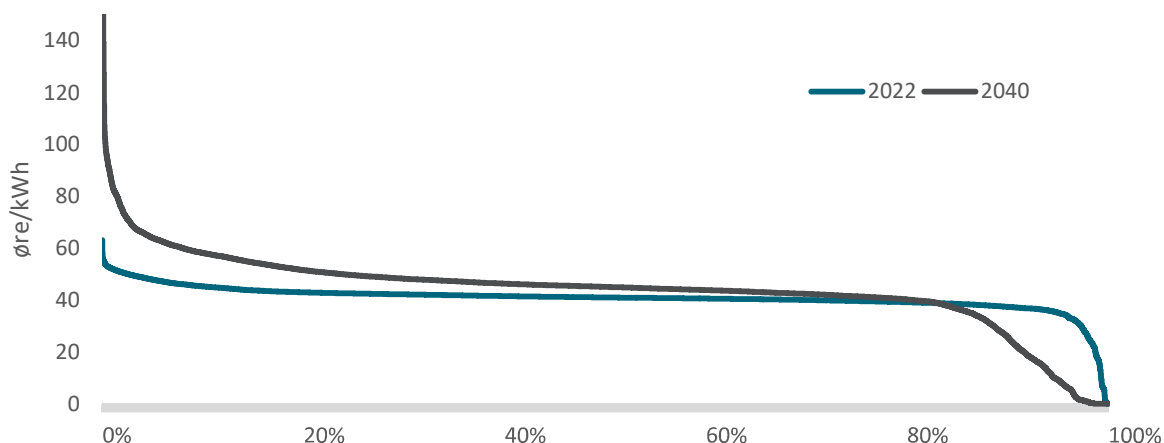
Etter 2025 ser vi imidlertid at trenden snur. I årene etter 2025 øker prisvariasjonen i Norge mellom ulike værår som følge av mer uregulerbar kraftproduksjon i kraftsystemet som helhet. Mellom 2030 og 2040 omtrent halveres nordisk kjernekraft produksjon, og denne erstattes hovedsakelig av vind- og solkraft. Dette gir et større utfallsrom på oppsiden av gjennomsnittsprisen, altså høyere kraftpriser i flere værår, på grunn av flere perioder med strammere effektbalanse, svekket kraftbalanse i Norden og økning i brensels- og CO₂-priser.



Figur 25 – Utfallsrom for årlig gjennomsnittlig kraftpris i basis, gitt av de ulike simulerte værårene. Den grønne stiplede linjen viser gjennomsnittlig kraftpris i basis over alle værår, mens boksene og linjene rundt, angir henholdsvis 25- og 75-percentiler, minimums- og maksimumsverdier (unntatt ekstremverdier), gitt av utfallsrommet for værår. Prikkene viser kraftprisen i ekstremår, hvor kraftprisen ligger langt unna det generelle utfallsrommet.

4.4. NYE FLEKSIBILITETSLØSNINGER KAN JEVNE UT PRISVARIASJONEN I 2040

Kraftprisene reflekterer tilstanden på kraftsystemet. Svært høye kraftpriser tyder på at tilbud ikke kan dekke etterspørselen. På den andre siden vil perioder med svært lave priser være et signal på at tilbudet ikke sammenfaller med forbruket og at det oppstår samfunnsøkonomiske tap i form av sløsing med ressurser. Isolert sett blir det mer attraktivt å kunne regulere produksjon og forbruk hurtig opp og ned for å tilpasse seg prisene. Dette representerer et inntekstpotensiale for tilbydere av fleksibilitet, og kan ha betydning for norske magasinkraftverk, men også fleksible forbrukere.



Figur 26 – Varighetskurve for Sør-Norge i 2022 og 2040. Prisvariasjonen øker med flere timer med høye og lave priser

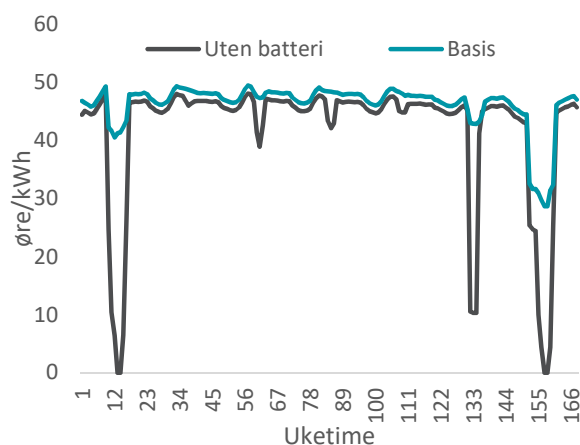
For å løse utfordringene med en økende mengde uregulerbar kraftproduksjon, og tilhørende prisvariasjon, kan lagrings- eller fleksibilitetsløsninger benyttes i større grad. Batterier som er modellert i denne analysen, brukes i hovedsak for å balansere kortsiktige variasjoner i nettet. Lønnsomheten av ulike typer fleksibilitetsløsninger avhenger av at prisdifferansene i markedet er store nok over tid til å betale ned investeringene. NVE har ikke analysert om fremtidige prisvariasjoner er tilstrekkelig for dette. For å illustrere en mulig virkning av økt fleksibilitet har vi i basis-scenariet antatt en økende mengde batterier og forbrukerfleksibilitet i våre modellerte land mot 2040. Med økende antall lavpristimer kan nytt forbruk, som for eksempel hydrogenproduksjon, ta unna overskuddet i disse timene.

Hydrogengass produsert fra elektrolyse kan være et virkemiddel for å dekarbonisere sektorer og energibruk som ikke kan elektrifiseres. Dersom etterspørselen av hydrogengass øker, kan det være attraktivt å investere i elektrolyseanlegg som produserer hydrogen når kraftprisen er lav, ved hjelp av såkalt «overskuddskraft». En utbredelse av slike anlegg vil til sammen kunne representere et betydelig prissensitivt forbruk som løfter prisene i timene med lave priser, uten å senke prisene i timene med høye priser. Hydrogenproduksjonen vil utgjøre et forbruk som kan tilpasses den variable, fornybare kraftproduksjonen, og dermed balansere systemet og jevne ut kraftprisene. I et slikt scenario vil den gjennomsnittlige kraftprisen øke. I årets kraftmarkedsanalyse har vi lagt til grunn en økt utbygging av hydrogenfabrikker i våre modellerte land. I 2040 utgjør de tilsammen et forbruk på 20 TWh i lavpristimene.

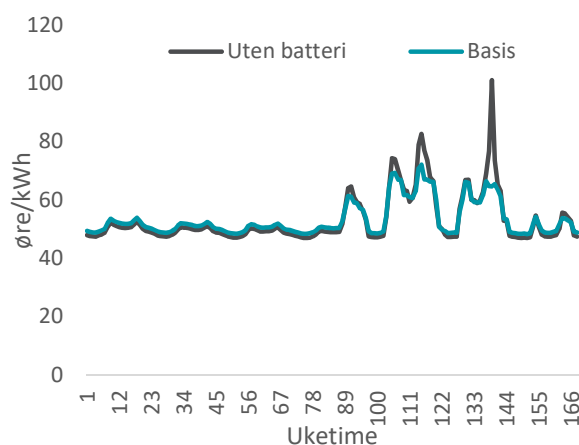
Batterier vil på sin side kunne jevne ut både lave og høye priser fordi de fungerer som last når de lades og produksjon når de utlades. Flere batterier vil med andre ord løfte etterspørselen i perioder med lave kraftpriser, og tilby kraft som reduserer prisene i timene med høyt forbruk og høy pris. Når problemet er at kraftproduksjonen ikke sammenfaller med forbruket kan løsningen også være å flytte på forbruket i stedet for produksjonen. Det vil kreve endringer i hvordan forbrukere bruker energi, og markedsdesignet i kraftmarkedet vil ha en stor betydning for hvor mye av de fleksible ressursene vi kan hente ut. En økning i batterikapasitet eller økt utnyttelse av fleksibelt forbruk vil dermed kunne jevne ut prisvariasjonen i 2040.

4.4.1. MER BATTERIER HEVER PRISBUNNENE MER ENN DE KUTTER PRISTOPPENE

Mer batterikapasitet integrert i nettet vil redusere prissvingningene. Våre analyser⁵ viser at batterier i gjennomsnitt vil løfte prisene mer i timer med lave priser, enn de vil redusere prisene i timer med høye priser i Norge i 2040. Dette kan være fordi oppladningen av batteriet utgjør en større andel av forbruket i en lavlasttime enn når batteriet lades ut som en produksjonsenhet i en høylasttime. Figur 27a og Figur 27b viser kraftprisen i Norge i basis-scenariet sammenlignet med et scenario uten noe batterikapasitet i Europa, hvor effekten i en lavpris- og høyprisperiode er illustrert. Som følge av denne tendensen økes gjennomsnittsprisen med 3 prosent i scenarioet med integrering av batterier.



Figur 27a – Sensitivitetsanalyse av batterienes virkning i basisscenariet i en uke med priskollapser.



Figur 27b – Sensitivitetsanalyse av batterienes virkning i basisscenariet i en uke med høye pristopper.

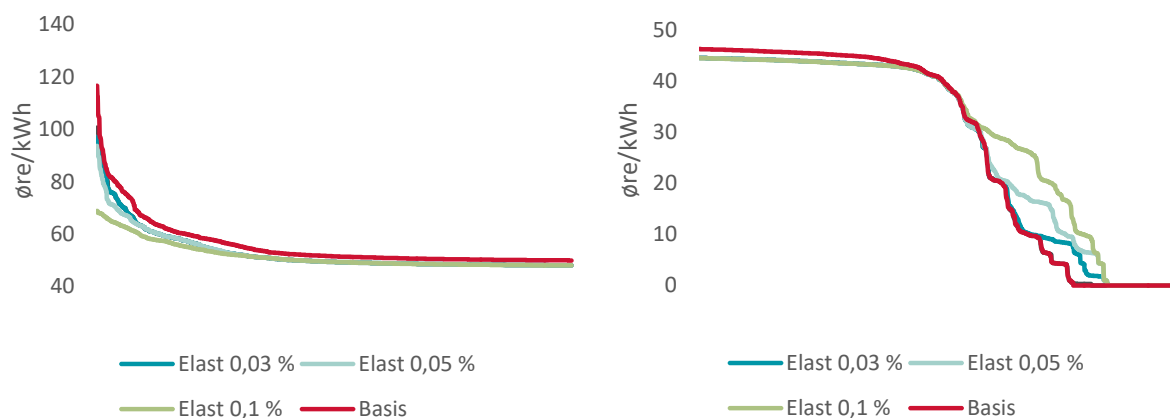
4.4.2. MER PRISSENSITIVT FORBRUK KAN REDUSERE PRISTOPPER

For å kunne ta i bruk forbrukerfleksibilitet i stor skala er det nødvendig å utvikle intelligente styringssystemer som kan tilrettelegge for å flytte eller redusere forbruk. Dette kan for eksempel skje når kraftprisen er høy, under anstrengte situasjoner i kraftnettet, eller for å tilpasse forbruket til egen produksjon av strøm.

Forbruket i blant annet husholdninger og yrkesbygg er modellert som fullstendig uelastisk i modellene våre, slik at det ikke responderer på prisvariasjoner. Om det antas at disse forbrukerne vil kunne respondere på prissignaler i markedet, uten at det går nevneverdig utover komfort, viser NVEs analyser at prisvariasjonen vil jevnes ut. Ulik grad av prissensitivt forbruk er analysert ved å se på reduksjon og økning i forbruk på inntil 5%, og ikke flytting av forbruket mellom timer.

⁵ Sensitivitetsanalysene i 4.4.1 og 4.4.2 er gjennomført i TheMA-modellen, som er beskrevet i Vedlegg 1, og det er kjørt kun ett værår. Hensikten med analysen er å illustrere tendenser.

For å illustrere hvordan mer elastisk forbruk kan påvirke kraftprisen har vi analysert varighetskurven for kraftpris med ulike elastisiteter i Norge. Figur 28a viser et utsnitt av varighetskurven for kraftprisen i 2040 for de 1 500 timene med høyest kraftpris. Høyere elastisitet gjør at pristoppene blir lavere og sjeldnere over året, ettersom forbruket raskere kobles ut når markedet har de høyeste pristoppene. Figur 28b viser utsnittet av varighetskurven for kraftprisen for de 1 500 timene med lavest kraftpris. Antallet timer med nullpriser vil reduseres, ettersom forbruksgruppen også responderer raskere med forbruksøkninger når kraftprisene er lave. Lavere pristopper vil redusere gjennomsnittsprisen, mens færre nulltimer vil gi en økning. Mer elastisk forbruk gir en kraftpris som er jevnt lavere over året.



Figur 28a og Figur 28b – Utsnitt av varighetskurve for kraftpris i 2040 med de 1 500 timene med høyeste kraftprisene i Norge (venstre) og utsnitt av varighetskurve for kraftpris i 2040 med de 1 500 timene med laveste kraftprisene i Norge (høyre), med ulike elastisiteter

REFERANSER

- "Kullkommisjonen". (2019). *Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung"*. Hentet fra <https://www.spiegel.de/media/media-44069.pdf>
- Bloomberg New Energy Finance. (2019). *Energy Storage Outlook*. Hentet fra <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>
- BP. (2019). *Statistical Review of World Energy*. Hentet August 08, 2019 fra <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- Energimyndigheten. (2018). *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem*. Bromma: Statens Energimyndighet Sverige. Hentet fra <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Test.ashx?ResourceId=5741>
- Energimyndigheten. (2019). *Kortsiktsprognos sommaren 2019*. Hentet fra <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=141839>
- EU Kommisjonen. (2018). *A Clean Planet for All*. Hentet fra <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-long-term-strategy>
- EU Kommisjonen. (2018). *A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>
- EU Kommisjonen. (2018, 12 07). *Antitrust: Commission imposes binding obligations on TenneT to increase electricity trading capacity between Denmark and Germany*. Hentet fra https://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6722_en.htm
- European Parliament and the Council. (2018). *Regulation on the Governance of the Energy Union and Climate Action*. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN>
- Eurostat. (2019, 04 30). *Supply, transformation and consumption of electricity - annual data*. Hentet fra http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_105a&lang=en
- Finansdepartementet. (2018). *Nasjonalbudsjettet 2019*. Hentet fra https://www.statsbudsjettet.no/upload/Statsbudsjett_2019/dokumenter/pdf/stm.pdf
- Finansdepartementet. (2019). *Nasjonalbudsjettet 2020*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/50d3a132b680411696facf5b5b9f8aaa/no/pdfs/stm201920200001000dddpdfs.pdf>
- Government of France. (2018). *Multiannual Energy Plan*. Hentet fra https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Synth%C3%A8se_EN_PPE.pdf
- Government of Netherlands. (2019, 06 04). *Bill submitted on minimum carbon price in electricity production*. Hentet fra Government of Netherlands: <https://www.government.nl/latest/news/2019/06/04/bill-submitted-on-minimum-carbon-price-in-electricity-production>
- House of Commons Briefing Paper. (2018). *Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism*. Hentet fra <https://researchbriefings.parliament.uk/ResearchBriefing/Summary/SN05927>

- IEA. (2018). *Coal 2018: Analysis and Forecasts to 2023*. Hentet fra <https://webstore.iea.org/market-report-series-coal-2018>
- IEA. (2018). *World Energy Outlook*. Hentet fra <https://www.iea.org/weo2018/>
- IEA. (2019). *World Energy Investment 2019*. International Energy Agency. Hentet fra <https://webstore.iea.org/download/direct/2738?fileName=WEI2019.pdf>
- IEA PVPS. (2019). *2019 Snapshot of Global PV Markets*.
- IPCC. (2018). *Special Report Global Warming 1,5 C*. Hentet fra <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- IPCC. (2019). *Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems*. Hentet fra <https://www.ipcc.ch/report/srccl/>
- IRENA. (2019). *Renewable Capacity Statistics 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Nordiske TSOer. (2017). *Nordic Grid Development Plan 2017*. Statnett, Fingrid, Eneginet, Svenska Kraftnät. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2017/nordic-grid-development-plan-2017.pdf>
- NVE. (2019). *Teknologianalyser 2018 Kostnadseffektiv vindkraft*. Oslo: NVE. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_03.pdf
- NVE. (2019a). *Kraftproduksjon mot 2040*.
- NVE. (2019b). *Strømforbruk mot 2040*. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_22.pdf
- NVE. (2019c). *Faktaark om stasjonære batterier*.
- Ram, M., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, S. A., Child, M., . . . Dalheimer, B. (2019). *Global Energy System based on 100% Renewable Energy - Power, Heat, Transport and Desalination Sectors*. Berlin.
- REN21. (2018). *Renewables 2018 - Global status report*.
- Samferdselsdepartementet. (2017). *Nasjonal transportplan 2018-2029*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/7c52fd2938ca42209e4286fe86bb28bd/no/pdfs/stm201620170033000dddpdfs.pdf>
- Sandbag. (2019). *Europe's great coal collapse of 2019*. Hentet fra https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2019/07/2019-EU-Coal-Report-FIN_1.2.pdf
- Statnett. (2019). *Et elektrisk Norge - fra fossilt til strøm*.
- WMO. (2019). *WMO Statement on*. Hentet fra https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=5789
- World Wind Energy Association. (2019, Februar). *Press Releases*. Hentet fra <https://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018/>

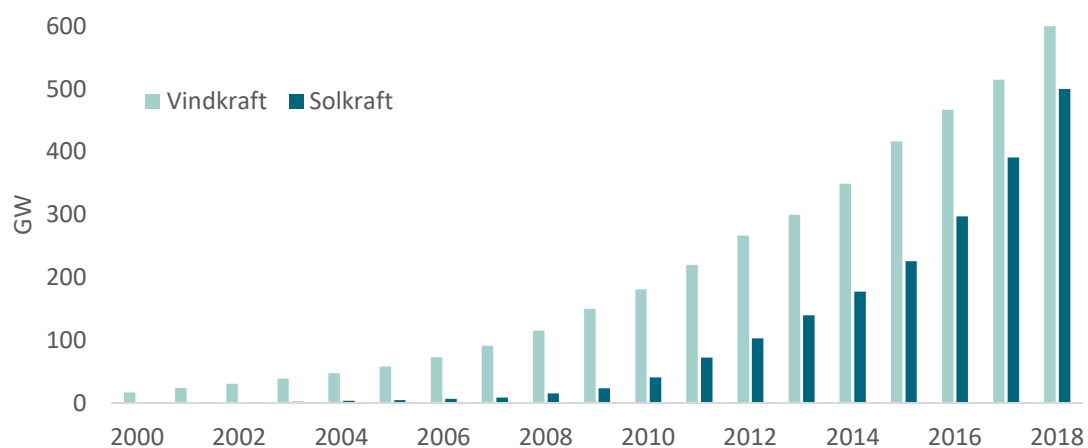
VEDLEGG 1: TEKNOLOGIUTVIKLING

Kostnadsreduksjoner innen fornybar teknologi, som for vindturbiner, solcelleanlegg og lagringsløsninger gjør elektrifisering mer attraktivt. En av hovedutfordringene med økt innfasing av fornybar kraftproduksjon er at vind- og solenergi er væravhengige og ikke regulerbare produksjonsteknologier. Samspill mellom ulike teknologier, som for eksempel batterier og andre lagringsløsninger, vil bidra til et mindre væravhengig kraftsystem.

ELEKTRIFISERING STØTTER INNFASING AV FORNYBAR ENERGI OG ENERGIEFFEKTIVISERING

Et viktig tiltak som går igjen i FNs Klimapanelers spesialrapport om global oppvarming og EU Kommisjonens scenarier for et klimanøytralt samfunn i 2050, er økt tempo i elektrifisering og utbygging av fornybar kraftproduksjon. Til flere energiformål er elektrisitet en effektiv energibærer som både kan redusere energibruk og klimagassutslipp. Det er et poeng i seg selv at elektrifisering ofte også betyr energieffektivisering. Det er ikke alle prosesser som kan elektrifiseres, men fornybar kraft kan også brukes til å produsere andre klimanøytrale energibærere. Et eksempel er hydrogen produsert fra kraft ved hjelp av elektrolyse, som kan brukes til transport, industri, varme og energilagring i kraftsektoren.

Premisset for elektrifisering som klimatiltak er at kraftproduksjonen skjer med lave eller ingen utslipp av klimagasser. Det er ventet vekst i etterspørselen etter fornybar energi, og i hovedsak er det vindkraft og solkraft som vokser og stadig dekker en større del av Europas energibehov. Dette er også tilfellet globalt, men i dag er det kun 19 prosent av sluttbruket av energi som dekkes av kraft (IEA, 2018), og av disse 19 prosentene stammer 27 prosent fra fornybar kraftproduksjon (REN21, 2018). Totalt var det ved utgangen av 2018 installert om lag 600 GW vindkraft (World Wind Energy Association, 2019), og 500 GW solkraft (IEA PVPS, 2019) på verdensbasis. Denne utviklingen er vist i Figur 29. Til sammenligning var tilsvarende tall for kull-, gass- og kjernekraft om lag 2000 GW, 1300 GW og 400 GW. Tall fra IEA (IEA, 2019) viser at de totale investeringene i fornybar kraftproduksjon har vært stabile det siste tiåret, men justert for kostnadsreduksjoner har investeringsaktiviteten økt med 55% fra 2010 og til 2018.



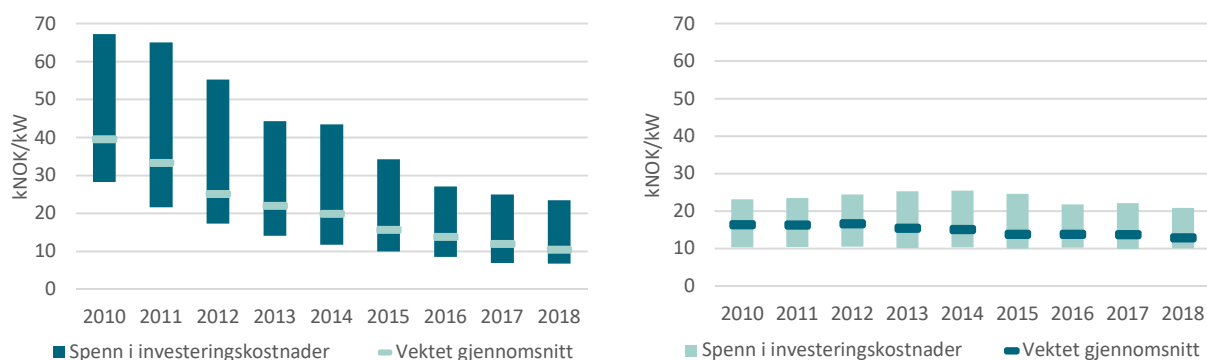
Figur 29 – Installert effekt av solkraft og vindkraft globalt. Kilde: IRENA, WWEA og IEA PVPS.

KOSTNADENE FOR SOLKRAFT FALLER KRAFTIG

Kostnadene for solkraft er bare en fjerdedel av hva de var for 10 år siden. Fra 2010 til 2018 har investeringskostnadene falt med 76 prosent og gjennomsnittlig energikostnad, LCOE⁶, falt med 77 prosent (IRENA, 2019). Figur 31a viser utviklingen i investeringskostnader i disse årene. Kostnadene faller fortsatt, og var 13 prosent lavere i 2018 enn i 2017. Utviklingen drives av nedgang i priser på solcellemoduler, men også reduserte kostnader for resten av solparken. Analyser fra det internasjonale byrået for fornybar energi, IRENA, viser at energikostnaden kan falle med ytterligere 44 prosent mellom 2018 og 2020. Denne kostnadsutviklingen gjør at en stadig større del av det tekniske potensialet for solkraft i Europa er lønnsomt.

Det er ikke bare kostnadsutvikling som kan bidra til at solkraft gjør elektrifisering mer attraktivt. Utvikling av solcelleteknologi fører til at elektrisitet blir valgt som energibærer til flere formål enn før. Eksempler på dette er bygningsintegrerte solceller og solcelletakstein, som kan øke utbredelsen av solkraft på bygg. Et annet eksempel er flytende solkraft, som kan gjøre elektrifisering attraktivt i områder med lite landareal til kraftproduksjon, og øke utnyttelsen av eksisterende vannmagasiner.

NVE forventer derfor mer solkraft i Europa i årene som kommer. Dette påvirker kraftprisene, men stiller samtidig høyere krav til raskere implementering av lagringsløsninger og fleksibilitet.



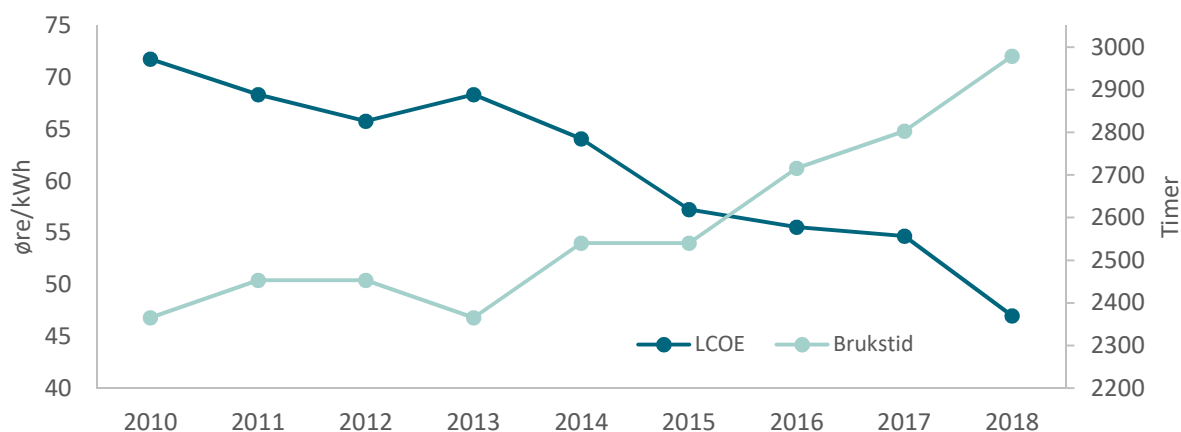
Figur 30a og 31b – Globale investeringskostnader for solkraft (venstre) og vindkraft (høyre), med spenn i investeringskostnader med 5- og 95-persentil. Kilde: IRENA

⁶ LCOE, levelized cost of energy, kostnader basert på faktiske energikostnader over levetiden

ENERGIKOSTNADEN FOR VINDKRAFT FALLER HURTIG SOM FØLGE AV STØRRE VINDTURBINER

Som vist i Figur 31b er utviklingen for investeringskostnader flatere for vindkraft enn for solkraft. Det globale vektete gjennomsnittet har blitt redusert med 22 prosent mellom 2010 og 2018. Likevel er det fra et lavere nivå i 2010 sammenliknet med solkraft, som gjør at vind- og solkraft per i dag har et tilsvarende kostnadsnivå når det kommer til investeringskostnader. Det er flere faktorer som er viktig når vi sammenlikner kostnader for solkraft og vindkraft. Det ene er at vindkraft har vesentlig høyere brukstid⁷, og dermed er energikostnaden lavere for samme investeringskostnad. Det andre er at forholdene for solkraft og vindkraft varierer med geografisk lokasjon. Det er ofte slik at vindkraft er aktuelt der solkraft er mindre aktuelt og motsatt.

Vindturbinteknologien har utviklet seg raskt de siste årene. Både installert effekt, totalhøyde og lengde på rotorblader har økt. Summen av denne teknologiutviklingen gjør at dagens vindturbiner produserer mer kraft enn eldre vindturbiner. Sammen med reduserte installasjonskostnader har teknologiutvikling gjort at energikostnaden er redusert med 35 prosent mellom 2010 og 2018. Vi antar at en tilsvarende utvikling vil fortsette fremover i tid. LCOE for nye vindkraftprosjekter på land i Norge var 34 øre/kWh i 2018, som var 27 prosent lavere enn gjennomsnittlig LCOE globalt.



Figur 31 – Utvikling i globalt gjennomsnitt av brukstid og LCOE for vindkraft på land. Kilde: IRENA

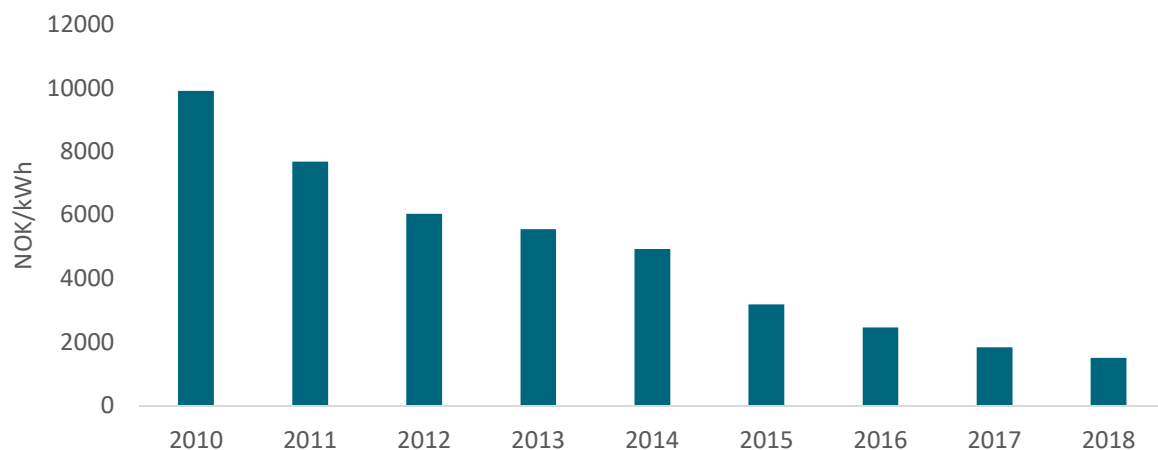
⁷ Brukstid, eller fullasttimer, beskriver hvor mye energi man får ut av et kraftverk gjennom året, gitt ved hvor mange timer kraftverket må produsere for fullt for å gi den energimengden det leverer i løpet av et år. Brukstid beregnes ved forholdet mellom årlig produksjon i MWh og maksimal ytelse i MW.

BILLIGERE BATTERIER GJØR ELEKTRIFISERING MER TILGJENGELIG

Litiumionbatterier kan bli en viktig teknologi for energilagring i kraftsektoren. Satsingen på denne teknologien startet med forbrukerelektronikk. Nå er det elbilmarkedet som driver teknologiutviklingen og presser kostnadene nedover. Batterier til stasjonære applikasjoner er i dag dyrere enn batteriene i elbiler. Dette er fordi stasjonære batterier i praksis driftes hardere enn elbilbatterier. Stasjonære batterier har ikke like store krav til for eksempel energitetthet som batterier i en elbil har, og dermed forventer vi en større diversifisering av teknologiene fremover etter hvert som stasjonære batterier blir rullet ut i større skala.

Figur 32 viser resultatene av Bloombergs årlige undersøkelse av batterikostnader i elbilbransjen. Kostnadene ble redusert med 85 prosent fra 2010 til 2018, og er forventet å fortsette å falle. NVE legger til grunn at kostnadene for stasjonære batterisystemer til å være omtrent dobbelt så høye som for elbilbatterier i dag, men at de vil reduseres med 50 frem mot 2030 (Bloomberg New Energy Finance, 2019).

Hvor mye batterikapasitet som integreres i det europeiske kraftsystemet for lastflytting avhenger av utviklingen i kraftprisen. Graden av implementering vil samtidig påvirke variasjonen i kraftprisene rundt om på kontinentet, også i Norge. Både fordi det er med på å bestemme hvor mye fornybar kraftproduksjon som kan integreres i systemet, og fordi batteriene i praksis vil kjøpe og selge kraft på markedet. I årets analyse er det lagt til en betydelig økning fra fjorårets analyse, både i installert kapasitet og lagringstid.



Figur 32 – Vektet gjennomsnitt av priser på litiumionbatteripakker for elbiler. Kilde: Bloomberg NEF

VEDLEGG 2: ANALYSEVERKTØY

NVE modellerer 19 europeiske land i Nord- og Vest-Europa som utgjør rundt 2/3 av den europeiske kraftforsyningen. I våre analyser av europeisk kraftproduksjon og kraftforbruk har vi fokusert på Norden, Tyskland, Frankrike og Storbritannia. For de resterende landene i modellen er NVEs analyse basert på fremskrivninger for produksjon og etterspørsel fra IHS Markit. Valget om å analysere akkurat Tyskland, Frankrike og Storbritannia nærmere skyldes at disse tre landene til sammen står for over 40 prosent av kraftforbruket og nesten 40 prosent av kraftproduksjonen i Europa (BP, 2019). I tillegg bygger Norge overføringsforbindelser til Tyskland og Storbritannia som gjør utviklingen i disse landene interessant for våre analyser.



Figur 33 – De 19 modellerte landene i våre analyser

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

VEDLEGG 3: HOVEDTALL FRA NVES LANGSIKTIGE KRAFTMARKEDSANALYSE

	Scenario	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Tyskland	Nederland	Storbritannia	Frankrike
Snittpris [øre/kWh]	B2022	40	40	40	42	43	42	51	42
Reelle 2019-kroner	B2025	43	42	41	45	45	44	53	46
	B2030	37	35	34	41	45	44	47	46
	B2040	43	43	44	46	50	47	49	48
	L2022	35	35	35	37	37	40	48	39
	L2025	34	34	33	36	36	36	44	37
	L2030	27	26	25	31	33	34	39	35
	L2040	28	29	30	30	33	32	33	31
	H2022	48	48	43	51	52	50	60	51
	H2025	52	52	46	55	56	52	60	54
	H2030	44	41	39	50	55	52	56	55
	H2040	51	52	52	54	61	56	59	57
Produksjon [TWh]	B2019	153	160	71	36	591	113	302	565
	B2022	164	157	86	42	598	120	261	599
	B2025	169	161	89	43	622	122	239	624
	B2030	174	180	93	53	655	132	322	622
	B2040	184	177	84	69	673	149	363	661
Forbruk [TWh]	B2019	139	139	86	35	572	108	332	481
	B2022	142	140	88	37	585	110	334	492
	B2025	150	142	88	37	598	111	339	504
	B2030	153	147	90	42	621	115	349	532
	B2040	159	156	94	47	674	143	376	564
Kraftbalanse [TWh]	B2019	14	21	-15	1	19	5	-30	84
	B2022	22	17	-2	5	13	11	-74	107
	B2025	19	19	1	6	25	11	-100	121
	B2030	21	33	3	11	34	18	-27	89
	B2040	25	21	-10	22	-1	6	-12	97

Tabell 2 – Hovedtall fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

.....

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

www.nve.no