



NVE

LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2020 – 2040

MER FORNYBAR KRAFTPRODUKSJON
GIR MER VÆRAVHENGIGE KRAFTPRISER

Oktober 2020



Forord

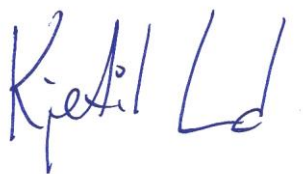
NVE har som energimyndighet et ansvar for å analysere den langsiktige utviklingen i kraftsystemet og kraftmarkedet i Norge. Vi utfører derfor årlig en langsiktig kraftmarkedsanalyse som legges til grunn i våre forvaltningsoppgaver.

Året vi er i ferd med å legge bak oss, viser hvor vanskelig det er å forutsi hva som kan skje. Covid-19 og årets norske hydrologiske balanse gjør at det er et spesielt kraftår vi legger bak oss både i Norge og i resten av Europa. Hittil ser konsekvensene av Covid-19 for det europeiske kraftforbruket ut til å være moderate. Samtidig er den rekordhøye hydrologiske balansen vi har opplevd i Norge en god påminnelse om hvor viktig værvariasjoner er for energisystemet. Både i det norske og det europeiske kraftmarkedet øker andelen fornybar, uregulerbar og væravhengig kraftproduksjon. Svingninger og endringer som dette vil dukke opp, enten de blir kortvarige, langvarige eller permanente.

Rammebetingelsene til kraftmarkedet vil i lang tid fremover være i endring. EU-kommisjonen annonserte den 16. september i år at den foreslår å øke EUs mål om å redusere klimagassutslippene innen 2030 fra 40 til 55 prosent. Hva vi ender på er ikke klart, men mange tror at målet for 2030 vil bli strammet til. Hvilke konsekvenser dette vil få for klima- og energipolitikken, er uklart.

Disse faktorene understreker at utviklingen i kraftsystemet og kraftmarkedet er usikker. Været vil bli viktigere for den kortsiktige prisdannelsen. Over tid er det likevel politiske veivalg og teknologisk utvikling som betyr mest for kraftmarkedet. I våre fremskrivninger tar vi utgangspunkt i de fundamentale driverne i kraftmarkedet i et forsøk på å forstå hvordan utviklingen de neste 20 årene vil bli.

Oslo, oktober 2020



Kjetil Lund

Vassdrags og energidirektør



Anne Vera Skrivarhaug

Dirktør for energiavdelingen

Fremtidige kraft- og brenselpriser i rapporten er i reelle 2020-kroner.

Included content supplied by IHS Markit (IHS, 2020); copyright IHS Markit 2020. All rights reserved.



Innholdsfortegnelse

FORORD	I
INNHALDSFORTEGNELSE	III
INNLEDNING OG SAMMENDRAG	2
Kraftprisen øker svakt, men er svært væravhengig	2
Forbruk og produksjon i Norge øker om lag like mye frem mot 2040	2
Positiv kraftbalanse både i Norge og Norden	3
CO ₂ -prisen stiger, og Europa går fra fossil til fornybar kraftproduksjon	3
Nye kilder til fleksibilitet vil stabilisere kraftprisen i et mer fornybart kraftsystem	4
Politiske beslutninger og teknologisk utvikling har mye å si for kraftsystem og kraftpris	4
DEL 1 – FORUTSETNINGER FOR ÅRETS ANALYSE	5
1 ELEKTRIFISERING OG NY INDUSTRI GIR ØKT KRAFTFORBRUK I NORGE OG EU	5
1.1 SENTRALE TRENDER I KRAFTFORBRUKET	5
1.2 NORGE - MER STRØM TIL TRANSPORT OG PETROLEUMSNÆRINGEN	6
1.3 NORDEN – ELEKTRIFISERING OG NY INDUSTRI	7
1.4 EUROPA - UTFASING AV FOSSIL ENERGI VIL ØKE KRAFTFORBRUKET	7
1.5 STORT UTFALLSROM FOR UTVIKLING I NORSK KRAFTFORBRUK	8
2 ANDELEN SOL- OG VINDKRAFTPRODUKSJON ØKER I NORDEN	9
2.1 MINDRE VINDKRAFT I NORGE ENN I FJORÅRETS ANALYSE	9
2.1.1 Stor usikkerhet rundt norsk vindkraft	10
2.1.2 Raskere vindkraftutbygging i Norden enn vi har antatt tidligere	10
2.2 KRAFTIG VEKST I SOLKRAFT I NORDEN	11
2.3 MER VANNKRAFTPRODUKSJON I NORGE FREM MOT 2040	11
2.4 KJERNEKRAFT KAN BIDRA TIL Å NÅ UTSLIPPSMÅL	12
2.5 FOSSIL KRAFTPRODUKSJON I NORDEN BLIR FASET UT	13
3 EUS KLIMAPOLITIKK BIDRAR TIL LAVERE CO₂-UTSLIPP OG MER FORNYBAR PRODUKSJON I DET EUROPEISKE KRAFTSYSTEMET MOT 2040	14
3.1 PRISENE PÅ CO ₂ -UTSLIPP, GASS OG KULL PÅVIRKER DET NORSKE KRAFTSYSTEMET	16
3.1.1 Vi legger til grunn en gradvis økning i gassprisen og en flat kullpris mot 2040	16
3.1.2 CO ₂ -markedet - Et politisk marked	17
3.1.3 CO ₂ -prisen blir mindre viktig for norsk kraftpris mot 2040	18
4 BEHOV FOR MER FLEKSIBILITET I DET EUROPEISKE KRAFTSYSTEMET	20
4.1 HYDROGEN KAN PÅVIRKE PRISEN I KRAFTMARKEDET	20
4.2 I ET FORNYBART KRAFTSYSTEM ØKER VERDIEN AV AKTIVE FORBRUKERE	21
4.3 BATTERIER BIDRAR MED FLEKSIBILITET OG ANDRE NETTJENESTER I EUROPA	21
5 UTVEKSLINGSKAPASITETEN MELLOM NORDEN OG EUROPA ØKER	22
DEL 2 - KRAFTPRISER OG KRAFTBALANSE	23
6 STIGENDE KRAFTPRISER I NORGE OG NORDEN MOT 2040	23

6.1	PRISFORSKJELLER INNAD I NORGE OG NORDEN	25
6.1.1	Økte prisforskjeller innad i Norge	25
6.1.2	Finske priser nærmer seg nivået nord i Norden	25
6.2	ØKT ANDEL UREGULERT PRODUKSJON I NORGE GIR STØRRE PRISVARIASJON	26
6.2.1	Kraftprisen varierer mellom sesonger	26
6.2.2	Større variasjon i kraftpris mellom værår	27
6.3	ALTERNATIV UTVIKLING I FORBRUK OG PRODUKSJON GIR ANDRE KRAFTPRISER	29
6.3.1	Usikkerhet i norsk kraftforbruk	29
6.3.2	Mer vindkraft gir lavere priser og mindre sesongvariasjoner	29
7	EUROPA GÅR INN I SITT MEST KREVENDE TIÅR.....	30
7.1	LAVPRISTIMER I OPP MOT 20 PROSENT AV TIDEN I TYSKLAND I 2040	31
7.2	HYDROGENSATSING VIL LØFTE DEN EUROPEISKE KRAFTPRISEN.....	32
	REFERANSER	33
	VEDLEGG	36
1	DEFINISJONER.....	36
2	KRAFTFORBRUKET I NORGE I ET LANGSIKTIG PERSPEKTIV	36
3	KRAFTPRODUKSJON I EUROPA	37
3.1	SOL- OG VINDKRAFT UTGJØR HALVPARTEN AV PRODUKSJONSMIKSEN I 2040	37
3.2	KJERNEKRAFTANDELEN BLIR MINDRE I EUROPA, MEN FORBLIR EN VIKTIG GRUNNLAST	37
3.3	KULLKRAFT FASES NÆRMEST HELT UT FRA DET EUROPEISKE KRAFTSYSTEMET INNEN 2040	38
3.4	PRODUKSJON FRA GASSKRAFT FALLER GRADVIS MOT 2040	38
3.5	CO ₂ -UTSLIPP	39
4	METODE	40
4.1	FREMSKRIVING AV PRODUKSJON I NORDEN	41
4.2	FREMSKRIVING AV FORBRUK I NORDEN	41
4.3	FREMSKRIVING AV FORBRUK OG PRODUKSJON I EUROPA.....	42
4.4	CO ₂ - OG BRENSELSPRISER	42
4.5	BATTERIER OG FORBRUKSFLEKSIBILITET	42
5	HOVEDTALL FRA NVEs LANGSIKTIGE KRAFTMARKEDSANALYSE.....	43

Kraftsystemet i Europa mot 2040

Økt kraftforbruk:

- ✓ Elektrifisering
- ✓ Ny kraftkrevende næringsvirksomhet

↑ +25 %



H₂



Redusert andel regulerbar kraftproduksjon, fra 80 til 50 %. Dette øker verdien av fleksibilitet.

- ✓ Batterier lagrer kraft når behovet er lavt og tilfører kraft når behovet øker
- ✓ Hydrogenprodusenter forbruker kraft når kraftprisene er lave, og nedjusterer forbruket når kraftprisen og etterspørselen i kraftmarkedet øker
- ✓ Fleksibelt forbruk flyttes til tider på døgnet hvor behovet ellers er lavt

+10 €/Tonn

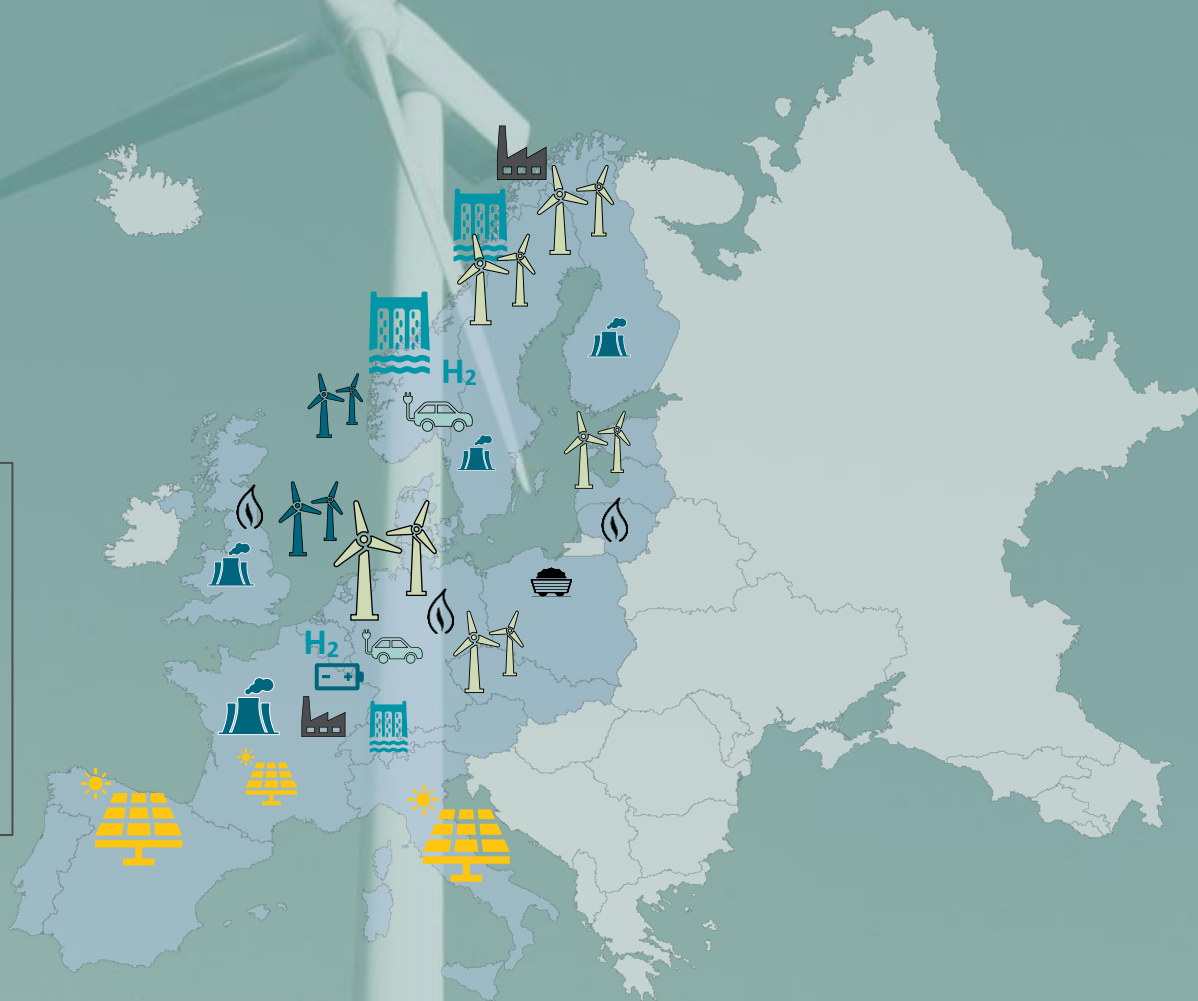


CO₂



EUs kvotemarked gir insentiv til utslippskutt i kraftsektoren.

Innstramminger øker prisen med 10 €/tonn mot 2040, og legger press på kraftmarkedet.



50 % sol og vind i europeisk kraftproduksjon i 2040:

- ✓ Skal dekke forbruksøkning
- ✓ Skal kompensere for utfasing av fossil kraftproduksjon



+200 %



Ambisiøse klimamål gir reduksjon i fossil kraftproduksjon:

- ✓ Kullkraft fases ut i de fleste land innen 2030
- ✓ Gasskraft reduseres, men noe blir værende og sikrer forsyning og stabilitet



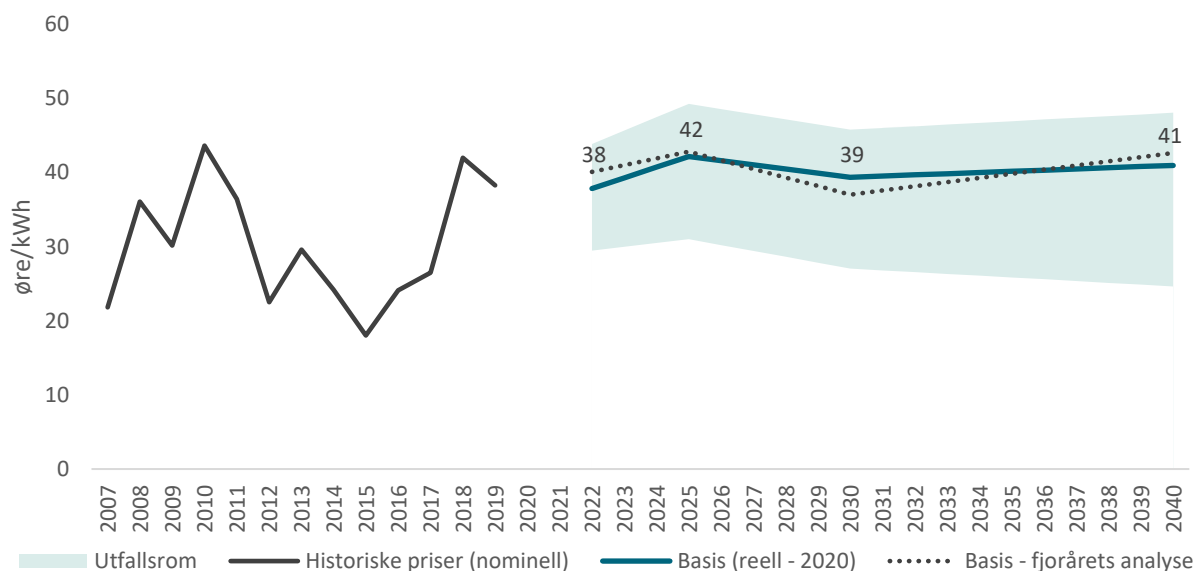
-40 %



Innledning og sammendrag

Kraftprisen øker svakt, men er svært væravhengig

I basisbanen i vår analyse øker den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge svakt frem mot 2040. Den gjennomsnittlige kraftprisen ligger mellom 38 og 42 øre/kWh gjennom hele analyseperioden.



FIGUR I NORSK KRAFTPRISBANE MOT 2040 MED UTFALLSROM FOR USIKKERHET OM CO₂- OG BRENSELSPRISER

På kort sikt er imidlertid kraftprisen i Norge svært væravhengig, og vil variere med nedbør, temperatur og vindforhold. For eksempel vil mye nedbør og varmt vær bidra til lave kraftpriser, slik 2020 har vært et ekstremt eksempel på. Motsatt vil lite nedbør og kaldt vær bidra til høye kraftpriser. Fremtidige kraftpriser i vår analyse er årsgjennomsnitt over værår i perioden 1981 - 2010.

Forbruk og produksjon i Norge øker om lag like mye frem mot 2040

Vi forventer at samlet kraftforbruk i Norge vil øke frem mot 2040, på tross av at forbruket til husholdninger og i næringsbygg faller som følge av energieffektivisering. En viktig årsak til at forbruket likevel vokser er elektrifisering av sokkel, industri og transport. I tillegg forventer vi at ny kraftkrevende næringsvirksomhet, som hydrogenproduksjon og datasentre, vil bli etablert de neste 20 årene. Det er stor usikkerhet rundt økningen i kraftforbruket. Potensialet for elektrifisering er større enn vi har lagt til grunn i analysen. Samtidig vil større grad av elektrifisering og industrietablering drive opp kraftprisen, noe som igjen vil dempe veksten i prisfølsomt forbruk som hydrogenproduksjon og datasentre. I basisbanen legger vi til grunn et kraftforbruk i Norge på 163 TWh i 2040, som er 26 TWh høyere enn anslaget for 2020.

I vår analyse øker kraftproduksjonen i Norge om lag like mye som forbruket frem mot 2040, til 182 TWh. Drøyt en tredel av økningen skyldes ny vannkraft, oppgraderinger av eksisterende vannkraftverk og økt tilsig som følge av klimaendringer. Vi antar at det ikke vil bli bygget vindkraft på land frem mot 2030 ut over det som allerede er under bygging, men at det vil komme noe mer mellom 2030 og 2040. Vindkraft til havs har et stort potensial, men teknologien forventes å være dyrere enn vindkraft på land i lang tid fremover. Vi antar at det vil komme noe havvind inn i det norske systemet i løpet av analyseperioden. Videre legger vi til grunn en økning i solkraftproduksjonen i Norge, hovedsakelig på tak og integrert i bygninger. Frem mot 2040 antar vi at det også kommer noen bakkemonterte solkraftverk. Samtidig halveres den termiske kraftproduksjonen i kombinerte kraft- og varmeanlegg.

TABELL I ØKNING I NORSK KRAFTPRODUKSJON FRA 2020 TIL 2040*

Vannkraft	Vind under bygging	Vind etter 2030	Havvind	Solkraft	Mindre termisk	SUM
10 TWh	4 TWh	3 TWh	4 TWh	7 TWh	-1 TWh	26 TWh

*Endring fra utgangen av 2020 til 2040. Avvik i sum skyldes avrundning.

Positiv kraftbalanse både i Norge og Norden

I tiåret frem mot 2030 antar vi at forbruket av kraft i Norge øker mer enn produksjonen, slik at kraftbalansen faller noe. Etter 2030 er forholdet motsatt. Da antar vi en høyere vekst i produksjonen enn i forbruket, slik at kraftbalansen øker. I 2040 er kraftbalansen 19 TWh, det samme som anslaget for 2020 gitt gjennomsnittlige værforhold.

Utviklingen i Nordens samlede kraftbalanse preges av endringer på produksjonssiden. Investeringer i vindkraft og kjernekraft gjør at nordisk kraftbalanse når en topp på 60 TWh i 2030. Mellom 2030 og 2040 halveres den nordiske kraftbalansen. Den viktigste årsaken er at flere kjernekraftverk i Sverige og Finland når sin tekniske levetid i løpet av dette tiåret, og nordisk kjernekraftproduksjon faller.

TABELL II FORBRUK, PRODUKSJON OG KRAFTBALANSE I NORGE OG NORDEN SAMLET, I 2020, 2030 OG 2040*

	2020	2030			2040		
	TWh	TWh	Endring fra 2020		TWh	Endring fra 2020	
			TWh	Prosent		TWh	Prosent
Forbruk Norge	137	155	18	13 %	163	26	19 %
Forbruk Norden	402	442	40	10 %	484	82	20 %
Prod. Norge	156	169	13	8 %	182	26	16 %
Prod. Norden	435	501	66	15 %	514	79	18 %
Kraftb. Norge	19	14	-5	-27 %	19	0	1 %
Kraftb. Norden	33	60	27	82 %	30	-3	-10 %

*NB! Når vi sammenligner utviklingen med tall for 2020, er dette (1) tall ved utgangen av 2020 og (2) beregnede tall som sier hvordan situasjonen ville ha vært i 2020 i et normalt værår. Avvik i differanser skyldes avrundning.

CO₂-prisen stiger, og Europa går fra fossil til fornybar kraftproduksjon

Det europeiske kraftsystemet er i endring, og med ambisiøse klimamålsetninger forventer vi en overgang fra fossil til fornybar kraftproduksjon i Europa. Produksjon av kraft fra kull har falt betydelig de siste 2-3 årene. Flere land har besluttet å fase ut kullkraft, og vi antar at nesten all kullkraft er faset ut i 2040. Vi forventer imidlertid at gasskraft fortsatt vil være en viktig kilde til fleksibilitet, og at andelen gasskraft derfor bare faller fra 20 til 15 prosent. Det som hovedsakelig erstatter fossil kraftproduksjon, er sol- og vindkraft. Vi legger til grunn at andelen sol- og vindkraft skal øke fra rundt 20 prosent i dag til 50 prosent mot slutten av analyseperioden.

Vi forventer at CO₂-prisen i det europeiske kvotesystemet (EU ETS) øker jevnt gjennom analyseperioden, fra 24 til 35 €/tonn. Årsaken er den årlige innstramningen i antallet kvoter og markedsstabiliseringsreserven (MSR) som ble etablert i 2018. Det er stor usikkerhet om fremtidig CO₂-pris. På den ene siden kan mer offensiv klimapolitikk føre til at kvotemengden strammes enda mer inn. På den annen side kan klimapolitikk som fremmer fornybar kraft og energieffektivisering på andre måter enn å senke kvotetaket, gi lavere etterspørsel etter kvoter og dermed lavere CO₂-pris.

Siden det ofte er termisk kraftproduksjon som balanserer kraftmarkedet i Europa, er kostnadene for kull- og gasskraft viktige for kraftprisen i Norge. Etter hvert som andelen fossil kraftproduksjon i Europa faller, vil

imidlertid CO₂- og brenselpriser få mindre direkte innvirkning på norsk kraftpris. Samtidig vil kraftprisen variere mer når vi får en større andel uregulerbar kraftproduksjon både i Norge og i resten av Europa.

Uttevslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa vil dobles fra 2020 til 2030. Utbygging av en forbindelse mellom Danmark og Storbritannia er allerede investeringsbesluttet, mens to nye utvevslingskabler til Tyskland og Storbritannia fra Norge er under bygging. De to sistnevnte forbindelsene øker Norges utvevslingskapasitet med utlandet med rundt 40 prosent. Vi har i denne analysen ikke lagt til grunn flere nye utvevslingskabler fra Norge.

Nye kilder til fleksibilitet vil stabilisere kraftprisen i et mer fornybart kraftsystem

Med overgangen fra fossile til fornybare kraftproduksjon forventer vi at andelen fleksibel kraftproduksjon i Europa vil falle med 30 prosentpoeng de neste 20 årene. Det blir dermed nødvendig å ta i bruk nye fleksibilitetsressurser for å sikre stabilitet i det europeiske kraftsystemet. Det skjer en rask teknologisk utvikling, blant annet innen batterier og smarte styringssystemer. Vi antar at forbrukere vil bidra med fleksibilitet og har i årets analyse sett nærmere på batterier, sluttbrukerfleksibilitet og forbruk til hydrogenproduksjon. Batterier kan lades opp når prisen er lav og levere kraft tilbake til systemet når prisen er høy. Deler av forbruket i husholdninger og næringsbygg kan flyttes til andre tider av døgnet. Hydrogenproduksjonen er fleksibel og vil gjerne bli lagt til timer der prisene er lave.

Nye kilder til fleksibilitet vil bidra til mer stabile priser i et kraftsystem med mer sol- og vindkraft, og kan bli viktig for forsyningssikkerheten. I vår analyse ser vi at forbruk til hydrogenproduksjon drar prisen opp på tidspunkter der prisen ellers vill vært svært lav eller null. Hvilke kilder til fleksibilitet som vil bli mest utbredt i fremtidens kraftsystem er vanskelig å si. Behovet for og insentivet til å utvikle fleksibilitetsløsninger er allikevel sterkt, og vi forventer derfor at nye kilder til fleksibilitet vil vokse frem.

Politiske beslutninger og teknologisk utvikling har mye å si for kraftsystem og kraftpris

På lang sikt har politiske beslutninger og teknologisk utvikling mye å si for hvordan kraftsystemet og kraftprisen vil utvikle seg.

Beslutninger som fører til mer forbruk, for eksempel sette krav til, eller tilrettelegge for, ulike former for elektrifisering, vil gi høyere kraftpris. Samtidig som NVE publiserer langsiktig kraftmarkedsanalyse, kommer vi med en rapport som beskriver hvilke virkninger elektrifisering av sokkelen, industri og transport har for kraftsystemet. Der studerer vi elektrifiseringstiltak som til sammen øker kraftforbruket i Norge med 23 TWh i 2040. Våre anslag viser at kraftprisen blir 10 øre/kWh høyere enn den ville ha vært uten disse elektrifiseringstiltakene.

På den annen side vil beslutninger som legger til rette for økt produksjonskapasitet gi lavere kraftpris. Det blåser mye i Norge. Ressursmessig er potensialet for vindkraft på land stort, men vindkraft innebærer på samme måte som mye annen kraftproduksjon naturinngrep og er politisk kontroversielt. Vindkraft til havs har også et stort potensial, men samtidig høyere kostnader. I forbindelse med langsiktig kraftmarkedsanalyse har vi vurdert konsekvensene av mer vindkraftproduksjon hovedsakelig i siste del av analyseperioden, fra 2030 til 2040. Vi finner at en produksjonsøkning på 13 TWh gir 5 øre/kWh lavere pris i 2040. Også teknologisk utvikling og kostnadsutvikling betyr mye for kraftsystemet og utvikling av kraftprisen på sikt.

I virkeligheten er virkningen på kraftprisen mindre sorthvitt enn hva som kommer frem i disse beregningene. Blant annet viser beregningene i begrenset grad hvordan annet forbruk og annen produksjonskapasitet vil tilpasses endrede priser. Hvis prisen stiger vil forbruk reduseres, blant annet gjennom energieffektivisering, og flere investeringer i ny produksjon bli lønnsomme. Hvis prisen faller vil forbruk øke samtidig som færre investeringer i ny produksjon blir lønnsomme. Vi håper likevel at rapportene kan bidra til å belyse noen av de sentrale utviklingstrekkene i energisystemet og konsekvensene av ulike politiske veivalg.

Del 1 – Forutsetninger for årets analyse

Første del av NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse tar for seg forutsetningene vi legger til grunn for det nordiske og europeiske kraftmarkedet frem mot 2040. For Norge har vi utarbeidet egne fremskrivninger, og vi vil gå nærmere inn på begrunnelsen for disse. For resten av Norden og Europa har vi i større grad basert oss på nasjonale planer og eksterne analyser, hovedsakelig IHS (IHS, 2020). Forutsetninger om kraftproduksjon, kraftforbruk, handelsforbindelser, og CO₂- og brenselpriser er det som skaper grunnlaget for den norske kraftprisbanen samt de andre resultatene vi presenterer i Del 2.

1 Elektrifisering og ny industri gir økt kraftforbruk i Norge og EU

1.1 Sentrale trender i kraftforbruket

Tre trender preger utviklingen i kraftforbruket i Norge og EU. Det er overgangen fra fossil energi til strøm, fremveksten av ny kraftkrevende industri og energieffektivisering. De to første leder til høyere kraftforbruk, mens den siste drar motsatt vei. Disse trendene danner grunnlaget for våre forutsetninger om kraftforbruk i Norge, Norden og Europa.

Sentrale trender i kraftforbruket

- ✓ Overgang fra fossil energibruk til strøm
- ✓ Nye store kraftbrukere som datasentre, hydrogenproduksjon og batterifabrikker
- ✓ Energieffektivisering demper veksten i kraftforbruket

Overgangen fra fossil energi til fornybar strøm er drevet av teknologisk utvikling og politikk. Både EU og Norge har høye ambisjoner om rask reduksjon av klimagassutslippene de neste årene.

Utviklingen med å gå over fra bensin- og dieslbiler til elbiler er kommet lengst i Norge, men også flere land i EU har store ambisjoner på dette området. Vi har lagt til grunn at kraftforbruket til transport vil vokse raskt i alle landene som er med i vår analyse.

I Norge er det lite fossil energi til oppvarming igjen, men i mange land i EU er fossil energi fortsatt en viktig oppvarmingskilde. I mange år har imidlertid bruken av fyringsolje i boliger og yrkesbygg gått ned. Vi har i vår analyse lagt til grunn at denne utviklingen vil fortsette, og at fossile brenslere til oppvarming vil bli erstattet av strøm.

Ambisjonene om elektrifisering av transportsektoren fører til økt behov for batterier. Her har det i tillegg skjedd en sterk kostnadsreduksjon. Det er planer om batterifabrikker både i Norge og i flere land i EU. Produksjon av battericeller krever mye strøm. Dette vil øke kraftforbruket i industrien. En annen kraftintensiv næring som er i ferd med å vokse frem er datasentre. Det er et raskt økende behov for lagring av data og den mest energieffektive måten å gjøre dette på er i store datasentre. Vi antar derfor at det vil komme mange nye store datasentre i Europa de neste 20 årene, noe som vil gi sterk vekst i kraftforbruket. Et utslippsfritt alternativ til fornybar strøm er hydrogen produsert fra fornybar strøm. Vi legger til grunn at hydrogen vil kunne bli en viktig energibærer, både i transport og i industri. EU-kommisjonen har nylig kommet med en ny hydrogenstrategi (EU-Kommisjonen, 2020) og har store planer for produksjon av hydrogen fra strøm. Vi forventer derfor at forbruket av strøm til hydrogen vil vokse betydelig mot 2040.

Et annet fellestrekk ved politikken i landene i vår analyse er ambisjonene om energieffektivisering. Dette er spesielt tydelig innen energibruk i bygninger. Strengere energikrav til nye og rehabiliterte boliger og yrkesbygg, bedre oppvarmingsutstyr, og mer energieffektive elektriske apparater og belysning har bidratt til å bremse veksten i kraftforbruket. Vi forventer at denne utviklingen fortsetter etter hvert som gamle hus og elektriske apparater blir erstattet av nye.

1.2 Norge - mer strøm til transport og petroleumsnæringen

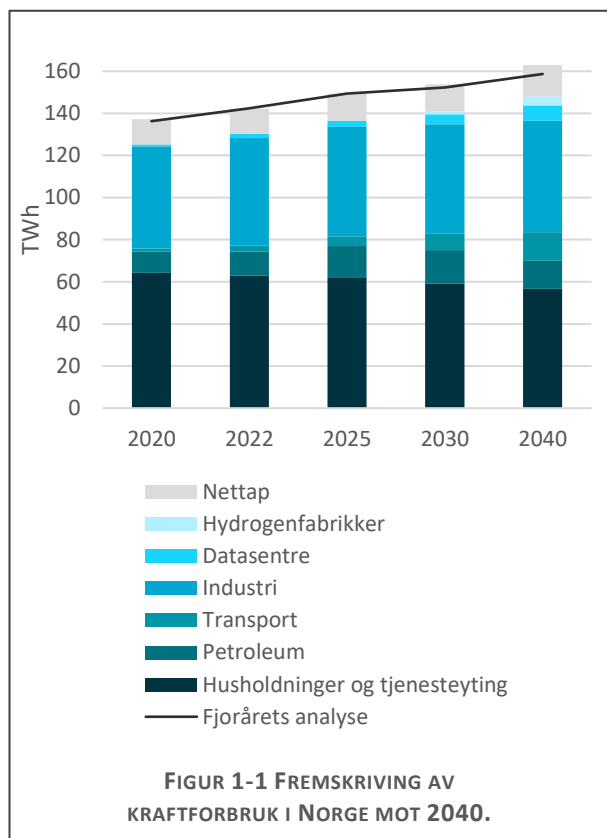
I basisbanen for årets analyse har vi lagt til grunn at kraftforbruket i Norge øker fra 137 TWh i 2020 til 163 TWh i 2040. Det er 4 TWh høyere enn i fjorårets rapport. Økningen skyldes at vi nå har høyere anslag for strøm til transport og i petroleumsnæringen. Energieffektivisering i boliger og yrkesbygg demper veksten. Resultatene av årets fremskrivninger er vist i figur 1-1.

Elektrifisering av transportsektoren i Norge går stadig raskere. For personbiler er snart 50 prosent av nybilsalget elbiler. I Nasjonalbudsjettet 2021 er det antatt at 90 prosent av nye personbiler i 2025 vil være elbiler og resten ladbare hybrider (Finansdepartement, 2020). Tilsvarende er det antatt at 45 prosent av nye varebiler vil være elektriske i 2025 og at dette stiger til 78 prosent i 2030. Disse forutsetningene er lagt til grunn for våre fremskrivninger av strøm til transport. Det har også vært en markant vekst i antall elektriske busser og ferger de siste årene. Vi forventer at det fremover vil bli stadig flere elektriske kjøretøy i Norge. For tungtransport på vei og sjøfart antar vi at hydrogen vil få en rolle som utslippsfri teknologi, men at det vil ta noe tid før dette kan gjennomføres i stor skala. På bakgrunn av dette har vi lagt inn en gradvis økning i strøm til produksjon av hydrogen fra 2030.

Vi har i år gjort en ny gjennomgang av energibruk i bygg og finner at energikravene til bygg, elektriske apparater og belysning vil lede til en større nedgang i kraftforbruket enn tidligere antatt. Bedre oppvarmingsutstyr vil også påvirke denne utviklingen.

For store kraftbrukere innen industri og petroleumsnæringen har vi lagt til grunn vedtatte prosjekter og prosjekter som er nær investeringsbeslutning. En ny vurdering av kraft fra land-prosjekter viser at flere felt på sokkelen nærmer seg investeringsbeslutning for elektrifisering (Oljedirektoratet, NVE, Petroleumstilsynet, Miljødirektoratet, 2020). Disse prosjektene er derfor med i vår basisbane for kraftforbruk i år. Dette øker kraftforbruket til petroleumsnæringen sammenliknet med fjorårets rapport.

Etter 2025 er det få nye kraftkrevende prosjekter som i dag er vedtatt. Fremskrivningen av forbruk til kraftkrevende næringer etter 2025, må derfor i stor grad baseres på trendene vi beskrev i Kapittel 1.1. For Norge sin del gjelder dette først en rekke planer om etablering av store datasentre. Imidlertid er det stor usikkerhet om mange av disse planene. Siden etableringen av datasentre tar tid, har vi lagt til grunn at det først etter 2025 kan bli en vesentlig økning i strøm til store datasentre. Vi har i vår basisbane lagt til grunn en gradvis økning i kraftforbruk til datasentre mot 2040.



1.3 Norden – elektrifisering og ny industri

De sentrale trendene vi legger til grunn for kraftforbruk i Norge, vil gjelde også i de andre nordiske landene. Både Sverige, Finland og Danmark har planer om å redusere utslippene fra transportsektoren ved å øke bruken av batterielektriske kjøretøy. Hydrogen kan få en rolle som fremtidig utslippsfritt drivstoff for tunge kjøretøy og skip. Elektrifisering av bilparken og produksjon av hydrogen fra elektrolyse er viktige årsaker til at vi forventer oppgang i kraftbruket i alle de nordiske landene. Utviklingen i nordisk kraftforbruk gjennom analyseperioden er illustrert i Figur 1-2.

Av ny industri, bygges det i Nord-Sverige nå en stor fabrikk for produksjon av battericeller, Northvolt, som alene vil kreve over 2 TWh strøm ved full produksjon. Det er også planlagt en lignende fabrikk i Saabs gamle lokaler i Trollhättan. Alle landene i Norden har omfattende planer om etablering av datasentre. Danmark har kommet lengst ved at både Google, Apple og Facebook er i ferd med å etablere store datasentre i landet. I 2040 kan datasentre stå for 22 prosent av kraftforbruket i Danmark, ifølge Energistyrelsen. Kraftforbruket i bygninger er derimot ventet å gå noe ned på grunn av mer energieffektive bygg, apparater og lys. Nedgangen i våre naboland vil ikke bli like stor som i Norge, siden disse landene fortsatt bruker en større andel fossil energi i bygg. Vi har lagt til grunn at deler av den fossile energien vil bli erstattet av strøm.

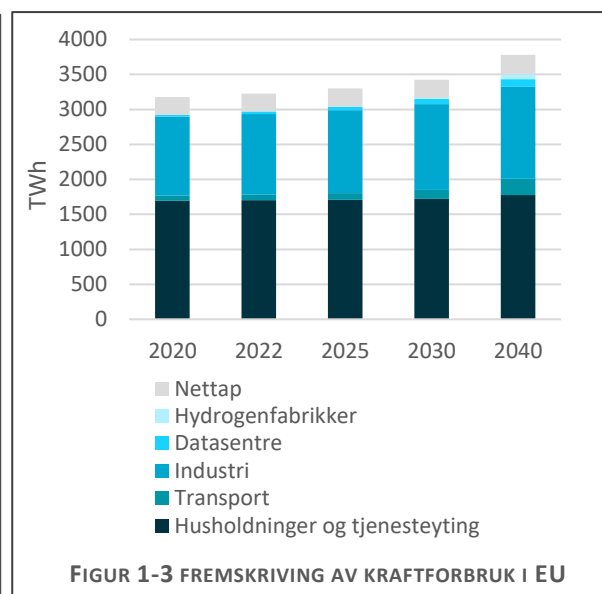
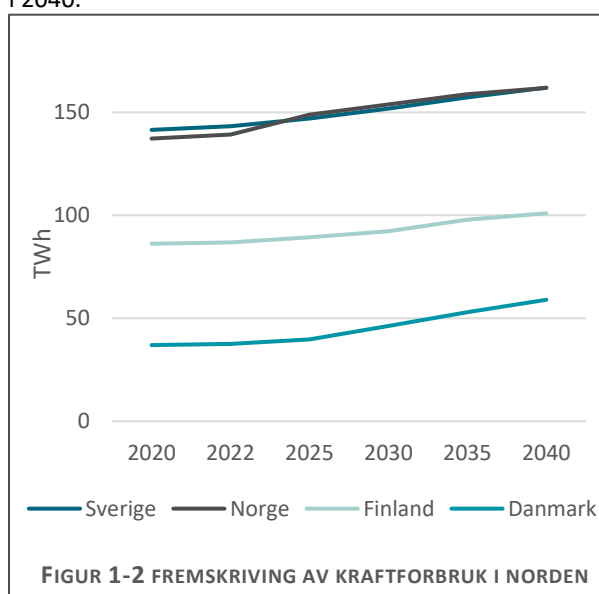
Totalt har vi anslått at kraftforbruket i Norden kan vokse fra omtrent 400 TWh i 2020 til i overkant av 480 TWh i 2040.

1.4 Europa - utfasing av fossil energi vil øke kraftforbruket

Det brukes fortsatt mye fossil energi i EU. I 2018 ble det brukt 8 000 TWh fossil energi, tilsvarende 61 prosent av den samlede sluttbruken av energi. I boliger og yrkesbygg brukes fyringsolje og gass til oppvarming, mens industrien bruker olje, gass og kull til varme og prosesser. I transportsektoren er det fossilt drivstoff som dominerer. Overgang til strøm fra fornybare kilder vil være viktig for å redusere bruken av fossil energi i EU.

I våre fremskrivninger legger vi til grunn at nedgangen i bruk av kull og fyringsolje vil fortsette, og at deler av dette vil bli erstattet av strøm. Det vil gi økt kraftforbruk både i boliger, yrkesbygg og i industrien. Energieffektivisering vil dempe veksten i kraftforbruket, spesielt i bygg.

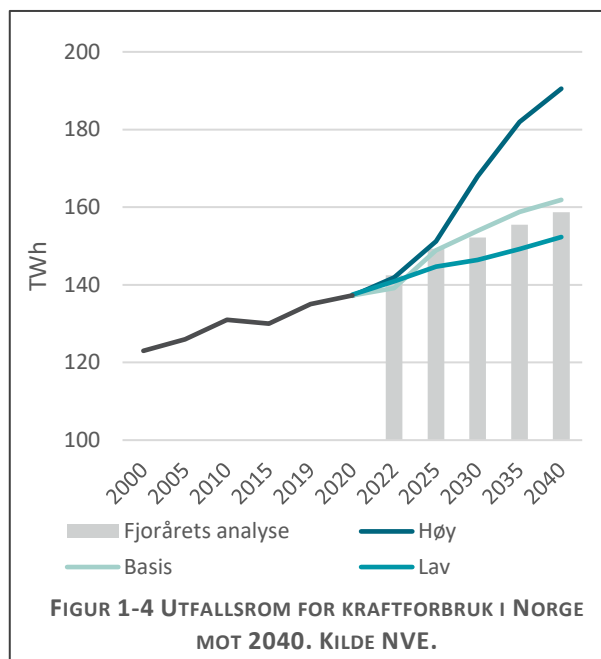
Vi forventer betydelig vekst i strøm til transport i Europa. Store bilprodusenter, som Volkswagen, satser stort på elbiler. Sammen med støtte fra myndighetene og prising av utslipp, vil dette drive frem et større marked for elektriske kjøretøy. Tyskland planlegger også fabrikker for produksjon av battericeller til elbiler. Med bakgrunn i EU-kommisjonens hydrogenstrategi, har vi i årets analyse lagt til grunn et høyere forbruk av strøm til hydrogenproduksjon enn tidligere, med et forbruk på 71 TWh i 2040. Dette er nærmere omtalt i Kapittel 4 om fleksibilitet. Totalt har vi anslått at kraftforbruket i EU kan vokse fra rundt 3200 TWh i 2020 til nesten 3 800 TWh i 2040.



1.5 Stort utfallsrom for utvikling i norsk kraftforbruk

I vår basisbane vil kraftforbruket i Norge vokse med 26 TWh fra 2020 til 2040, men usikkerheten er selvsagt stor. Utviklingen i kraftforbruk fremover vil ikke bare skje av seg selv, men vil i stor grad være resultat av politiske føringer. I tillegg er det mange faktorer, som tilgang på kraft og kapital, som kan avgjøre om prosjekter og planer blir realisert. Elektrifisering og ny industri vil også kunne føre til enda sterkere vekst i det norske kraftforbruket enn vi har lagt til grunn i vår basisbane.

Figur 1-4 illustrerer usikkerheten i våre fremskrivninger med en høy og lav bane¹ for utvikling i kraftforbruk mot 2040. Usikkerheten øker naturlig nok utover i perioden. De nærmeste årene baserer våre fremskrivninger seg i all hovedsak på vedtatt politikk og kjente og vedtatte prosjekter. Etter 2025 er usikkerheten større, og vi baserer i større grad fremskrivingene på trendene beskrevet i kapittel 1.1.



FIGUR 1-4 UTFALLSROM FOR KRAFTFORBRUK I NORGE MOT 2040. KILDE NVE.

Endringer i politikk og trender kan gi store avvik fra våre estimer. For eksempel kan lavere vekst i elektriske kjøretøy gi flere TWh lavere kraftforbruk, enn i vår basisbane. Lav bane i Figur 1-4 viser en utvikling uten nye elektrifiseringstiltak i industrien og på sokkelen og med lav vekst i elektriske kjøretøy. Dette er mer utførlig beskrevet i en egen rapport om elektrifisering vi har laget².

På den andre siden foreligger det en rekke planer for ny industri, nye datasentre, produksjon av hydrogen, elektrifisering i petroleumsnæringen og reduksjon av klimagassutslipp i eksisterende industri enn de vi har lagt til grunn i vår fremskriving.

Innen industrien er det planer om batterifabrikker og fabrikker som produserer innsatsfaktorer til batterier i Norge. Blant annet en battericellefabrikk i Mo i Rana og en på Sørlandet. I NVE-rapporten *Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge*, fant vi at flere store industribedrifter kan redusere sine klimagassutslipp ved å erstatte fossil energi med strøm (NVE, 2020). Dersom disse prosjektene gjennomføres, vil det gi en betydelig økning i kraftforbruket i Norge. Tilsvarende kan hydrogen bli en løsning for å få industrien fossilfri. Dersom hydrogen skal produseres gjennom elektrolyse, vil dette kreve mye strøm. Mange industribedrifter kan ikke redusere klimagassutslipp ved direkte elektrifisering. For disse bedriftene kan CO₂-fangst og lagring, eller ny produksjonsteknologi være måter å bli fossilfri på.

En omfattende elektrifisering av industrien og sterk vekst i nye kraftkrevende næringer som datasentre, hydrogenproduksjon og batterifabrikker, kan gi en mye sterkere vekst i kraftforbruket fremover, enn vi har lagt til grunn i vår basisbane i denne rapporten. Det er illustrert i den høye banen i Figur 1-4.

¹ NVE har på oppdrag fra OED gjort en utredning av hva elektrifisering av industri, transport og sokkelen kan bety for kraftsystemet. Lav bane tilsvarer banen uten nye elektrifiseringstiltak (UNET) i denne utredningen.

² https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf (NVE, 2020)

2 Andelen sol- og vindkraftproduksjon øker i Norden

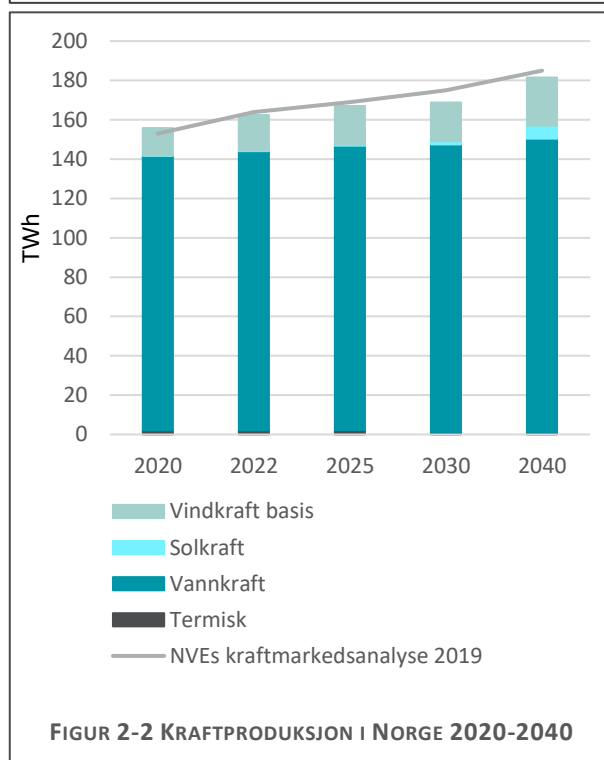
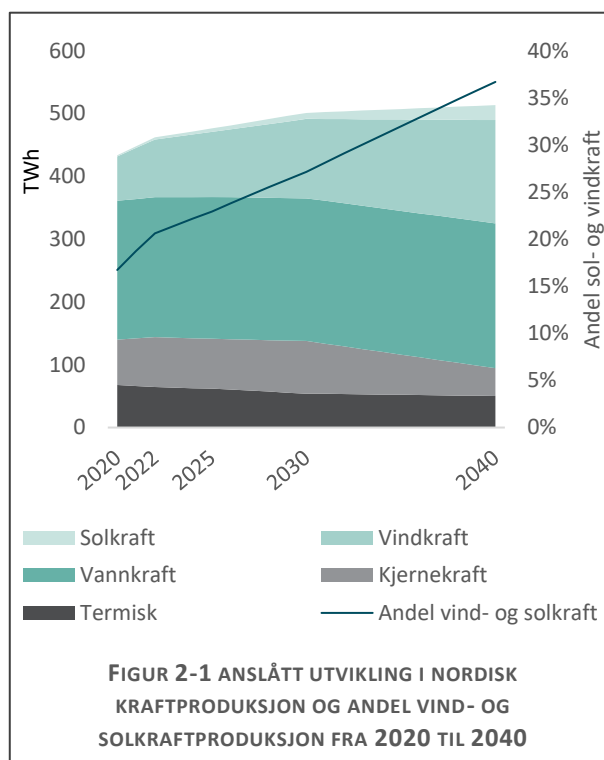
Vi anslår at andelen sol- og vindkraft i Norden øker fra rundt 20 prosent i 2020 til rundt 40 prosent i 2040. Kjernekraft og termisk kraft, som biotermisk og geotermisk, vil forbli viktige elementer i det nordiske kraftsystemet. Vannkraft vil fortsatt være den viktigste teknologien i det nordiske kraftsystemet, og vil være den viktigste kilden til fleksibilitet. Figur 2-1 viser utviklingen i samlet nordisk kraftproduksjon mot 2040.

2.1 Mindre vindkraft i Norge enn i fjorårets analyse

I basisbanen i årets analyse legger vi til grunn at kraftproduksjonen i Norge øker fra 156 TWh i dag til 169 TWh i 2030 og til 182 TWh i 2040. Dette er noe lavere enn i fjorårets analyse, særlig for 2030.

Den viktigste endringen er at vi har nedjustert anslagene for ny landbasert vindkraft mellom 2022 og 2030. Det er mye vindkraft under bygging i Norge i dag, og vi antar at det vil være bygget 18 TWh vindkraft ved inngangen til 2022. Etter dette har vi ikke lagt til grunn noe vindkraftutbygging på land før 2030. I fjor antok vi at alle vindkraftprosjekter som hadde konsesjon, ville bli bygget. Siden da har NVE strammet inn sin praksis med å gi forlengelse av idriftsettelsesfristen (NVE, 2019), og en rekke slike søknader har blitt avslått.

Det er et stort potensial for vindkraftutbygging i Norge, men det har også vært mye diskusjon rundt temaet. Vi har antatt at det kan bli bygget 3 TWh landbasert vindkraft mellom 2030 og 2040, men dette er svært usikkert. I sommer la regjeringen frem en stortingsmelding med en rekke forslag til endringer i konsesjonsbehandlingen av vindkraft på land. Denne ligger for tiden til komitébehandling, og vil etter planen behandles i Stortinget innen utgangen av året. Vi har antatt at det vil bli bygd i underkant av 4 TWh havvind frem mot 2040. Av dette har 1,6 TWh allerede konsesjon, og vi har lagt til grunn at denne utbyggingen skjer innen 2025.

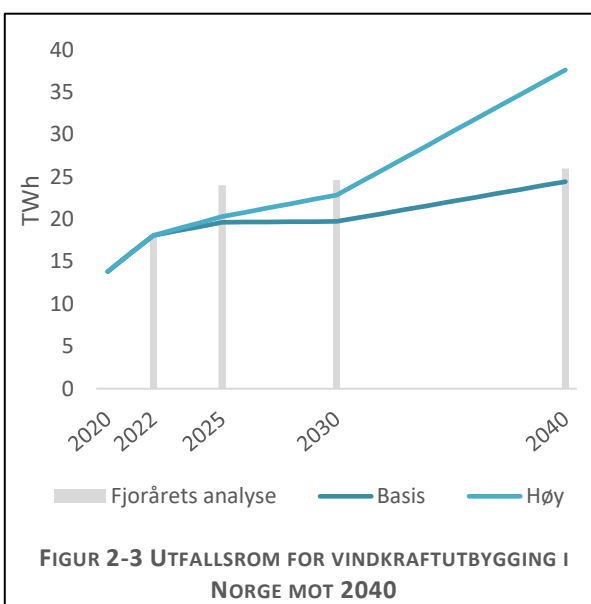


2.1.1 Stor usikkerhet rundt norsk vindkraft

Selv om vi i vår basisbane har antatt mindre vindkraftutbygging enn i fjor, vet vi ikke hvor mye vindkraft som vil bli bygget ut i Norge de neste 20 årene. For å undersøke nærmere hva mer vindkraft har å si for kraftprisen og den norske kraftbalansen, har vi laget en høy utbyggingsbane. Høy bane for vindkraft er illustrert i Figur 2-3.

Den største usikkerheten er knyttet til havvind. I den høye banen har vi antatt at det blir bygget 12 TWh havvind i Norge frem mot 2040. Dette er på nivå med potensialet i de to havområdene som regjeringen åpnet opp for havenergiutbygging i sommer (NVE, 2012). Selv om områdene er åpnet nå, har vi i høy bane antatt at det blir bygget havvind i disse områdene først etter 2030. Bunnfast havvind har høyere kostnader i Norge enn i mange andre områder i Europa (Østenby, 2019). Teknologien for flytende havvind er i ferd med å bli moden. Forundersøkelsene for en havvindutbygging vil være kostnadskrevende, og konsesjonsprosessen kan ta lang tid. Det er heller ikke sikkert at kraften fra havvindparker i Nordsjøen vil leveres direkte til det norske kraftsystemet.

Mellom 2022 og 2030 har vi i den høye banen lagt til grunn 3 TWh ny landbasert vindkraft, som ikke er inkludert i basisbanen. Dette er lagt inn for å ta høyde for at det kan finnes et volum som kan bli realisert allerede før 2030. Mellom 2030 og 2040 har vi antatt 8 TWh ny landbasert vindkraft i den høye banen. Det er 5 TWh mer enn i basis.



FIGUR 2-3 UTFALLSROM FOR VINDKRAFTUTBYGGING I NORGE MOT 2040

2.1.2 Raskere vindkraftutbygging i Norden enn vi har antatt tidligere

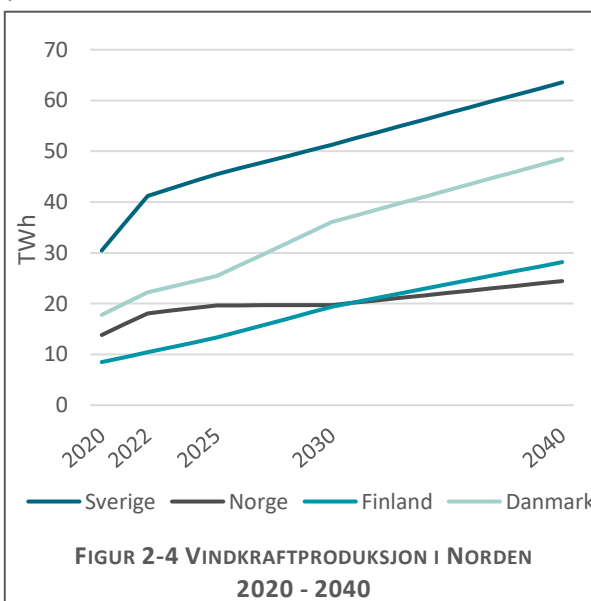


Samlet sett øker vindkraftproduksjonen i Norden raskere enn vi antok i fjorårets analyse. Vi har lagt til grunn at nordisk vindkraftproduksjon vil øke fra 71 TWh i år til 104 TWh i 2025 og videre til 164 TWh i 2040. For 2040 er dette bare en liten økning sammenliknet med fjorårets analyse, men for 2020 og 2025 er forskjellen betydelig.

Særlig i Sverige bygger man ut vindkraft raskere enn tidligere antatt. Tall fra Energimyndigheten i Sverige tyder på at det vil være bygget 30 TWh vindkraft i Sverige allerede i 2020 (Statens Energimyndighet, 2020). Mye av dette blir bygget nord i Sverige (Svensk Vindenergi, 2020).

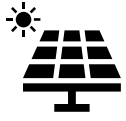
I Finland er det mange vindkraftprosjekter under planlegging, og finske myndigheter har oppjustert sine anslag for vindkraftutbygging fremover (Arbets- og Näringsministeriet, 2019). I årets analyse har vi derfor oppjustert anslaget for vindkraftproduksjon i Finland til 28 TWh i 2040.

Frem mot 2030 vil mange danske vindkraftverk nå sin tekniske levetid. Ifølge den danske Energistyrelsen vil opprustningen av disse totalt sett gi økt kraftproduksjon. I tillegg skal danske myndigheter utlyse tre nye havvindparker, som vil bidra til at det er bygget rundt 22 TWh havvind i Danmark i 2030. Den danske Energistyrelsen forventer ytterligere havvindutbygging etter 2030, til et nivå på 30 TWh i 2040 (Energistyrelsen, 2019).



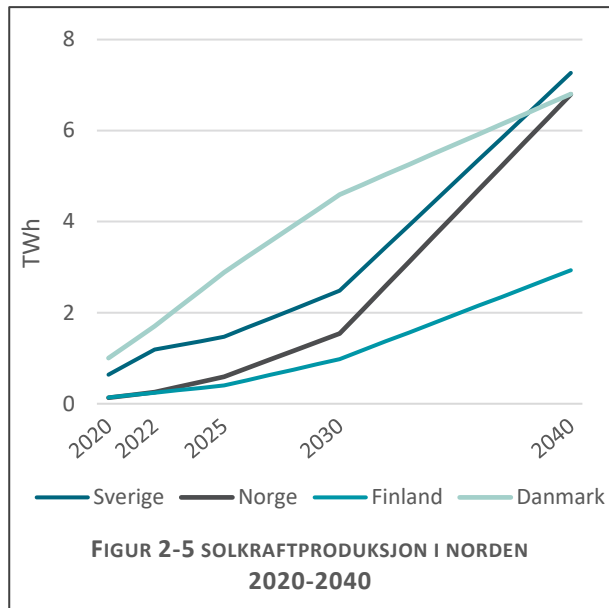
FIGUR 2-4 VINDKRAFTPRODUKSJON I NORDEN 2020 - 2040

2.2 Kraftig vekst i solkraft i Norden



Usikkerheten i fremskrivingene av solkraft i Norden er store. Markedet for solkraft er i sterk vekst. Kostnadene fortsetter å falle, og teknologiutviklingen går raskt. I flere områder er sol nå den billigste kraftteknologien.

I Sverige og Danmark bygges det ut solkraft raskere enn vi antok i fjorårets kraftmarkedsanalyse (Statens Energimyndighet, 2020; Energistyrelsen, 2019). I 2025 har vi mer enn doblet anslaget sammenliknet med fjorårets analyse, til 1,5 TWh i Sverige og 2,9 TWh i Danmark. Energistyrelsen i Danmark forventer at det særlig er bakkemonterte solkraftanlegg som vil stå for økningen (Energistyrelsen, 2019). For 2040 er fremskrivingene av solkraft i Sverige og Danmark omtrent uforandret, men finske myndigheter har oppjustert sine anslag for 2040 fra 1 til 3 TWh (Arbets- og Näringsministeriet, 2019).



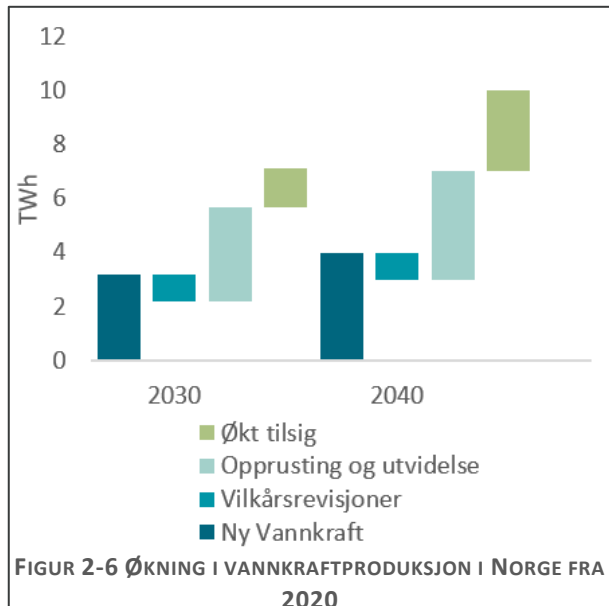
Også i Norge øker interessen for bakkemonterte solkraftanlegg, men vi tror fortsatt at det norske solkraftmarkedet vil bli dominert av solcelleanlegg på tak. Anlegg på boligtak, spesielt bygningsintegreerte solceller, øker i omfang sammenliknet med hva vi la til grunn i fjorårets analyse. Vi har antatt at det vil komme få bakkemonterte solkraftanlegg i Norge før 2030, men har antatt at dette kan utgjøre 0,7 TWh i 2040. Samlet sett legger vi til grunn 7 TWh solkraft i Norge i 2040.

2.3 Mer vannkraftproduksjon i Norge frem mot 2040



Som i fjor anslår vi en samlet vannkraftproduksjon på omtrent 230 TWh i Norden i 2040. Vannkraftverkene vil fortsatt stå for omtrent halvparten av nordisk kraftproduksjon.

Mens svenske og finske energimyndigheter forventer lite eller ingen økning i sin vannkraftproduksjon, anslår vi at vannkraftproduksjonen i Norge kan øke med rundt 10 TWh frem mot 2040 (Statens Energimyndighet, 2019; Arbets- og Näringsministeriet, 2019). Som vist i Figur 2-6 kommer mye av dette fra opprustings- og utvidelsesprosjekter og nye vannkraftverk. Noe av produksjonsøkningen skyldes også økt tilsig. Bakgrunnen for tallene i Figur 2-6 er mer detaljert beskrevet i Tabell 2-1.



TABELL 2-1 ØKT VANNKRAFTPRODUKSJON I NORGE FRA 2020 TIL 2040: 10 TWh

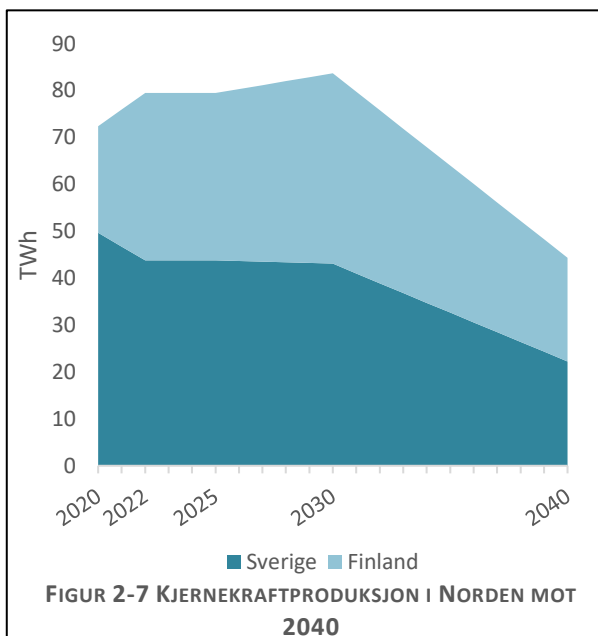
Ny vannkraft: 4 TWh	NVE har anslått et restpotensial på 15 TWh fra nye vannkraftverk (NVE, 2020). Av dette har vi anslått at 4 TWh kan bli bygget mellom 2020 og 2040. Økningen er fordelt på 3,5 TWh fra småkraftverk og 0,5 TWh fra større vannkraftverk. Dette er basert på en analyse av hvor mye av det kjente utbyggingspotensialet som kan være lønnsomt med kraftprisbanene fra årets kraftmarkedsanalyse. Vi har tatt hensyn til hvor det er ledig kapasitet i nettet og lagt til grunn at ikke alle prosjekter nødvendigvis vil få konsesjon grunnet miljøkonsekvenser.
Vilkårsrevisjoner: -1 TWh	De kommende årene skal myndighetene revidere konsesjonsvilkårene for et betydelig antall norske vannkraftverk. I likhet med fjorårets analyse legger vi til grunn at det kan redusere den årlige vannkraftproduksjonen med 1 TWh frem mot 2030 (NVE, 2019).
Opprustning og utvidelse: 4 TWh	NVE har anslått at det teknisk-økonomiske potensialet for opprustning og utvidelse er på 7,6 TWh (NVE, 2020). Av dette har vi lagt til grunn at 4 TWh kan bli realisert mellom 2020 og 2040. Det er på nivå med utviklingen vi har hatt de siste 20 årene. Siden fjorårets kraftmarkedsanalyse har NVE kartlagt potensialet for å øke produksjonen fra norske vannkraftverk i forbindelse med turbinopprustninger (NVE, 2020). I fremskrivingene har vi antatt at 3 TWh av dette potensialet utløses når eksisterende turbiner blir byttet ut etter 50 års levetid. De resterende 1 TWh er prosjekter som er kjent gjennom konsesjonsbehandlingen.
Økt tilsig: 3 TWh	Tilsiget til norske vannkraftverk varierer svært mye fra år til år. Men de siste tiårene har trenden vært at tilsiget har økt. Derfor har vi allerede i 2020 lagt inn en produksjonsøkning på rundt 4 TWh, for å ta høyde for at det kommer mer tilsig sammenliknet med referanseperioden 1981-2010. På grunn av et varmere og våtere klima forventer vi at denne utviklingen kommer til å fortsette (NVE, 2020). På samme måte som i fjorårets analyse har vi lagt til grunn at økt tilsig kan gi rundt 3 TWh mer vannkraftproduksjon i 2040 enn i 2020 (NVE, 2019).

2.4 Kjernekraft kan bidra til å nå utslippsmål



Det er usikkert hvor mange reaktorer som vil være i drift i Norden i 2040, men i likhet med fjorårets analyse forutsetter vi at innslaget av kjernekraft i det nordiske kraftsystemet blir betydelig mindre i 2040 enn det er i dag.

Finland har som mål å bli karbonnøytralt innen 2035. De finske kjernekraftverkene produserer omtrent 23 TWh i året, og kan bidra til å nå dette målet. Det er planlagt å sette i drift Olkiluoto 3 i 2021 (Teollisuuden Vioma Oyj (TVO), 2019). I tillegg er det foreslått å bygge et nytt kjernekraftverk, Hanhikivi 1 (Fennovoima, 2020). Dette vil øke kjernekraftproduksjonen i Finland til omtrent 40 TWh i 2030. Samtidig har vi antatt at reaktorene som er i drift i dag vil bli faset ut når lisensen utløper. Det vil føre til at kjernekraftproduksjonen i Finland i 2040 ligger omtrent som på dagens nivå.



I analysene som ligger til grunn for Sveriges energi- og klimaplan har den svenske Energimyndigheten antatt at reaktorene i Sverige blir lagt ned etter 60 års levetid (Statens Energimyndighet, 2019). Det innebærer at kjernekraftproduksjonen i Sverige synker fra 50 TWh i 2020 til 23 TWh i 2040.



2.5 Fossil kraftproduksjon i Norden blir faset ut

Sverige har mål om en 100 prosent fornybar kraftproduksjon innen 2040. I den nasjonale energi- og klimaplanen legger Sverige til grunn en svak økning i kraftproduksjon i kraftvarmeverk, særlig i forbindelse med fjernvarme. En større andel av dette blir dekket av biobrensel, mens bruken av naturgass vil falle (Statens Energimyndighet, 2019).

De aller fleste termiske kraftverkene i Danmark leverer både varme og kraft. Den danske Energistyrelsen forventer at kapasiteten til disse varmekraftverkene vil bli halvert frem mot 2030. Mange av disse kraftverkene bruker biobrensel eller avfall som brensel i dag. Danske energimyndigheter legger til grunn at de gjenværende store varmekraftverkene vil bli erstattet eller legges om fra kull til biobrensel eller avfall (Energistyrelsen, 2019).

Finland skal fase ut bruk av kull til kraftproduksjon innen 2029, og forventer at bruken av torv til kraftproduksjon vil halveres innen 2030 (Arbets- og Näringsministeriet, 2019). I årets analyse bidrar dette til noe mindre termisk kraftproduksjon i Finland i 2040.

Termisk kraftproduksjon utgjør 2-3 prosent av den totale kraftproduksjonen i Norge. Produksjonen skjer i kombinerte kraft- og varmeanlegg med energikilder som naturgass, biogass, avfallsforbrenning og varmegjenvinning. Vi har antatt at termisk kraftproduksjon i Norge kan synke fra 2 til 1 TWh mellom 2025 og 2030.

3 EUs klimapolitikk bidrar til lavere CO₂-utslipp og mer fornybar produksjon i det europeiske kraftsystemet mot 2040

EUs felles klima- og energipolitikk står sentralt i våre antakelser om utviklingen av den europeiske kraftsektoren mot 2040. De årlige klimagassutslippene fra den europeiske kraftsektoren falt i 2019 raskere enn noen gang siden 1990. I 2019 var utslippene fra den europeiske kraftsektoren (EU-28) om lag 12 prosent lavere sammenliknet med året før (Agora Energiewende, 2020). Dette skyldes en reduksjon i kraftproduksjon fra de mest forurensende teknologiene, som steinkull, brunkull og olje, som delvis har blitt erstattet av kraftproduksjon fra fornybare energikilder.

I 2019 ble det installert 30 GW ny fornybar kraftproduksjon i EU-28 (17 GW sol og 13 GW vind). Samlet kraftproduksjon fra fornybare energikilder økte med 64 TWh sammenliknet med året før (EU-Kommisjonen, 2020). Dette gjorde at andelen fornybar kraftproduksjon i EU-28 økte med 3 prosentpoeng fra 2018 til 35 prosent i 2019 (Agora Energiewende, 2020). 2019 var dermed året med den største økningen i fornybarandel i EUs kraftforsyning siden tidlig på 2000-tallet (Eurostat, 2020).

Vi antar at EUs klima- og energipolitikk vil prege utviklingen av det europeiske kraftsystemet på hovedsakelig to måter.

For det første antar vi at termisk kraftproduksjon fra kull- og kjernekraft faller videre mot 2040. Dette som følge av effektiv CO₂-prising i EUs felles kvotemarked og nasjonal politikk i mange europeiske land om å fase ut kjernekraft og kullkraft. Imidlertid vil noe kjernekraft bestå i Sverige, Finland, Frankrike, Polen og Storbritannia. I tillegg legger vi til grunn en reduksjon i gasskraftproduksjon utover analyseperioden. Gasskraft vil fortsatt være viktig for å balansere det europeiske kraftsystemet mot 2040, men vil bli utfordret av fleksibilitets- og lagringsløsninger som hydrogen fra elektrolyse, batterier og forbrukerfleksibilitet.

For det andre antar vi at den store utbyggingen av sol- og vindkraft vi har sett de siste årene fortsetter. Produksjonskostnadene for sol- og vindkraft har falt betydelig over flere år, og vil trolig fortsette å falle i årene fremover. Med denne utviklingen, samt grunnlaget fra de nasjonale planene og tallgrunnlag fra IHS, har vi økt anslaget for total sol- og vindkraftproduksjon i Europa i 2040 med 250 TWh sammenliknet med fjorårets analyse. Spesielt havvind utgjør et viktig bidrag til den økte kraftproduksjonen i de modellerte landene. Bare i Tyskland, Nederland og Storbritannia er det ventet til sammen 80 GW ny havvind innen 2040. Figur 3-1 viser produksjonssammensetningen for Europa mot 2040.

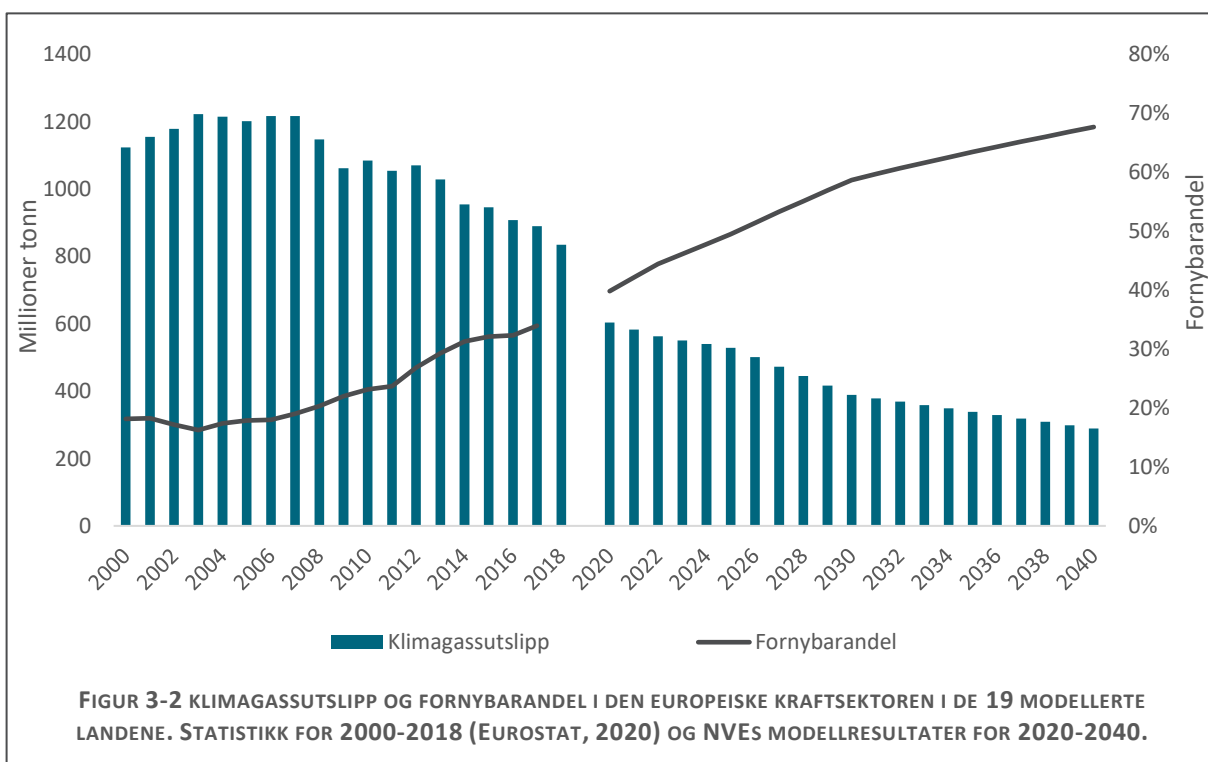
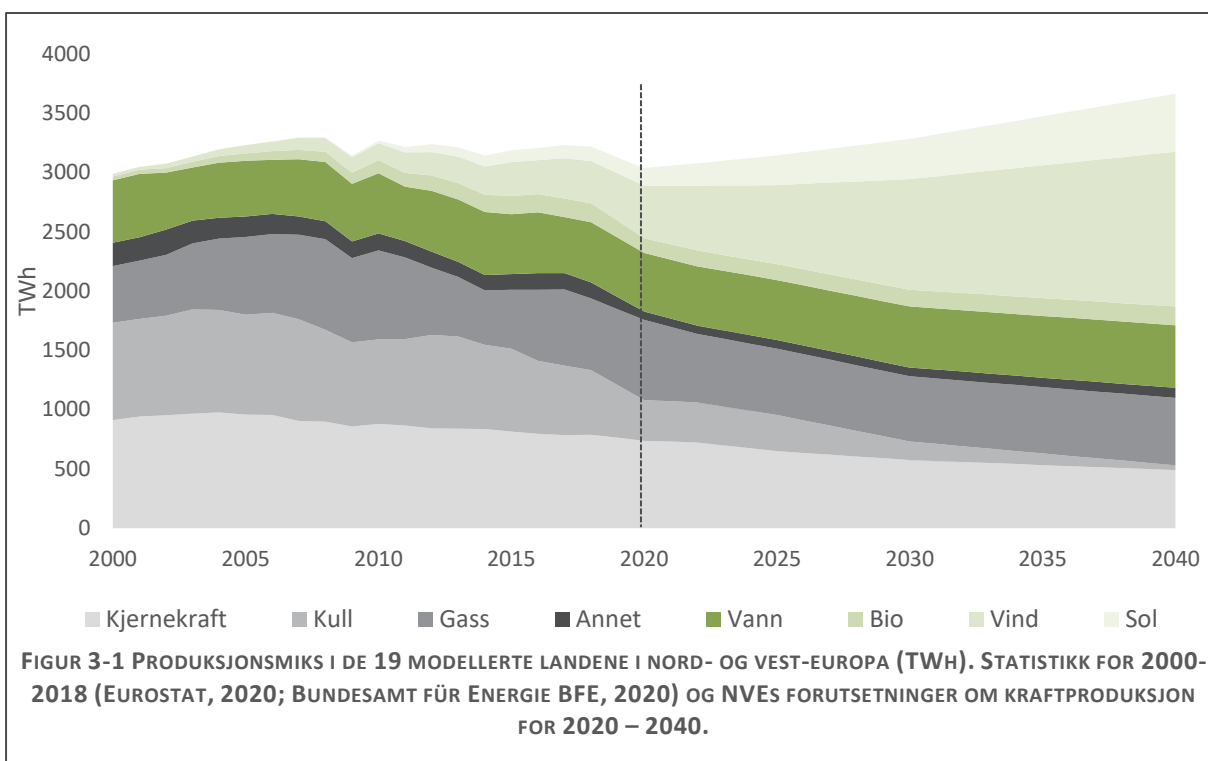
Med våre antakelser vil fornybarandelen i kraftproduksjonen i våre modellerte land øke fra 40 prosent i dag til 59 prosent i 2030 og 69 prosent i 2040. Med kjernekraft utgjør den fossilfrie kraftproduksjonsandelen 83 prosent i 2040. Vi antar at vindkraft vil bli den produksjonsteknologien som utgjør størst andel av total kraftforsyning i Europa i 2040, med om lag 35 prosent. Figur 3-2 viser at omleggingen fra fossil til fornybar kraftproduksjon gjør at CO₂-utslippene i kraftsektoren halveres fra i dag til 2040. For en mer detaljert beskrivelse av utviklingen i europeisk kraftsektor, se vedlegg 3. For beskrivelse av hvilke kilder og metodikken vi bruker, se vedlegg 4.

EUs klimamål 2030

EUs eksisterende lovgivning legger opp til **40 prosent** reduksjon i klimagassutslipp i 2030 sammenliknet med 1990-nivå. I september annonserte Europakommisjonen et forslag om å øke EUs klimamål til **55 prosent** i 2030. En økt målsetning krever endringer i EUs lovgivning på klima- og energiområdet. EU-kommisjonen legger derfor opp til revidering av regelverkene for **EUs kvotemarked og innsatsfordeling, energieffektivisering, fornybar energi** og minimumskrav for CO₂-utslipp i **kjøretøy**.

Forslag til endringer i disse regelverkene skal etter planen presenteres innen juni 2021. Dette vil gi oss mer informasjon om hvordan det oppjusterte klimamålet vil påvirke utviklingen av europeisk kraftsektor i fremtiden.

Basert på konsekvensutredningen som ble presentert sammen med Kommisjonens forslag om økt klimamål i 2030, kan **fornybar produksjon** utgjøre mellom **57 og 69 prosent** av total kraftforsyning i 2030 dersom målet skal nås, avhengig av scenario. Det er opp mot en dobling av den fornybarandelen man la til grunn for 2030 med det gjeldende målet om 40 prosent reduksjon i klimagassutslipp.



3.1 Prisene på CO₂-utslipp, gass og kull påvirker det norske kraftsystemet

Norsk kraftproduksjon er tilnærmet 100 prosent fornybar. Norge er samtidig tett koblet til et europeisk kraftsystem med en betydelig andel fossil kraftproduksjon. De norske kraftprisene påvirkes derfor av prisene på CO₂-utslipp, kull, og gass. Våre antakelser om fremtidig utvikling i CO₂- og brenselpriser har derfor betydning for våre analyseresultater. Imidlertid vil sammenhengen mellom CO₂- og brenselpriser og norsk kraftpris gradvis bli svakere mot 2040, ettersom den fossile kraftproduksjonen i det europeiske kraftsystemet faller.

3.1.1 Vi legger til grunn en gradvis økning i gassprisen og en flat kullpris mot 2040

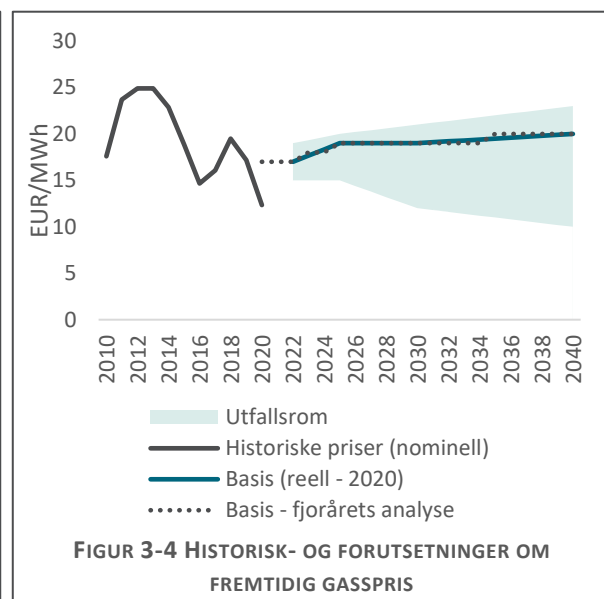
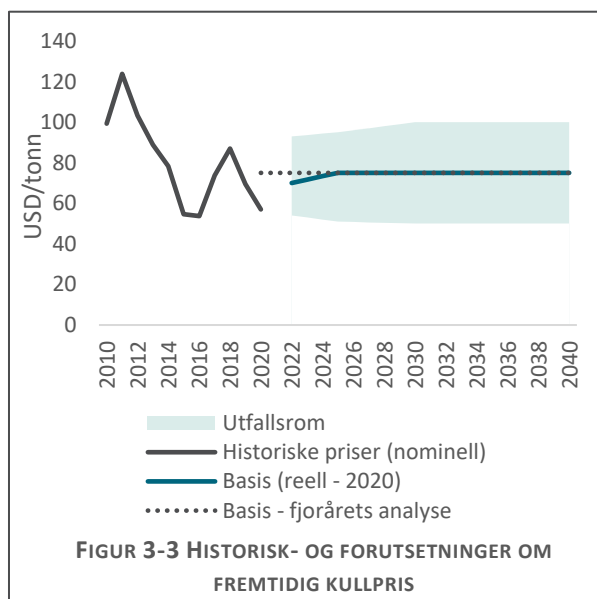
Lønnsomheten til gass- og kullkraftproduksjon avhenger av forholdet mellom prisen på gass, kull og CO₂-utslipp til enhver tid. I årets analyse legger vi til grunn en utfasing av kullkraftproduksjon i Europa mot 2040. En ambisiøs utslippspolitik i land som tradisjonelt har brukt mye kullkraft som Tyskland, Storbritannia og Nederland, bidrar til denne utviklingen. Dette innebærer at prisen på kull får mindre påvirkning på kraftprisen.

Kull

En flatere etterspørsel etter kull har bidratt til at kullprisen har falt de siste ti årene. Flatere etterspørsel følger av klimapolitiske virkemidler og mindre bruk av kull i Kina, lavere transportkostnader og redusert industriell aktivitet grunnet finanskrisen. Analysebyråene IEA, Wattsight og IHS tror prisen på kull vil stabilisere seg på mellom 70 og 78 \$/tonn etter 2022 og frem mot 2040. I årets analyse legger vi til grunn den samme basisbanen for kullprisen på 75\$/tonn kull som i fjorårets analyse fra og med 2025. I 2022 reduserer vi imidlertid kullprisen med 5 \$/tonn. Dermed ligger basisbanen litt nærmere prisen til terminkontraktene for levering i 2022. Dette er i tråd med analysemiljøenes antakelser. Vi gjør ingen endringer i høy bane fra fjorårets analyse. I lav bane justerer vi ned kullprisen med 4 \$/tonn i 2022 og 2025. Dette gjør vi for å opprettholde utfallsrommet til kullprisen mot 2040 ettersom prisen justeres litt ned i basisbanen. Årets kullprisbane med tilhørende utfallsrom er illustrert i Figur 3-3.

Gass

Prisen på gass henger tett sammen med fremtidig energi- og klimapolitikk. Med unntak av en midlertidig pristopp i 2017 og 2018 har gassprisene i Europa falt siden finanskrisen. Analyseelskaper som IEA, Wattsight og IHS tror at gassprisen vil øke gradvis mot 2040, med et forventet prisnivå i 2040 på mellom 20 og 27 €/MWh. Flere analyser peker på at gassprisene i Europa vil nærme seg amerikansk prisnivå pluss et påslag for transportkostnader. I årets langsiktige kraftmarkedsanalyse beholder vi basisbanen for gassprisen lik som i fjorårets analyse. Våre antakelser er i tråd med eksterne analysemiljøer til og med 2025, med unntak av at vi antar en noe svakere prisøkning mot 2040. Den langsiktige gassprisen i basisbanen er i tråd med antakelsen i



Nasjonalbudsjettet for 2020 om en langsiktig pris på LNG på 1,97 NOK/Sm³ fra og med 2027 (Finansdepartementet, 2019). Dette tilsvarer omtrent 18 €/MWh. Høy bane for gassprisen holdes også lik som i fjorårets analyse. Imidlertid senker vi prisen i lav bane med et par euro i 2030 og 2040 for å øke utfallsrommet til gassprisen, ettersom vi ser et økende globalt tilbud som kan bidra til å presse prisen ned. Gassprisbanen med tilhørende utfallsrom er illustrert i Figur 3-4.

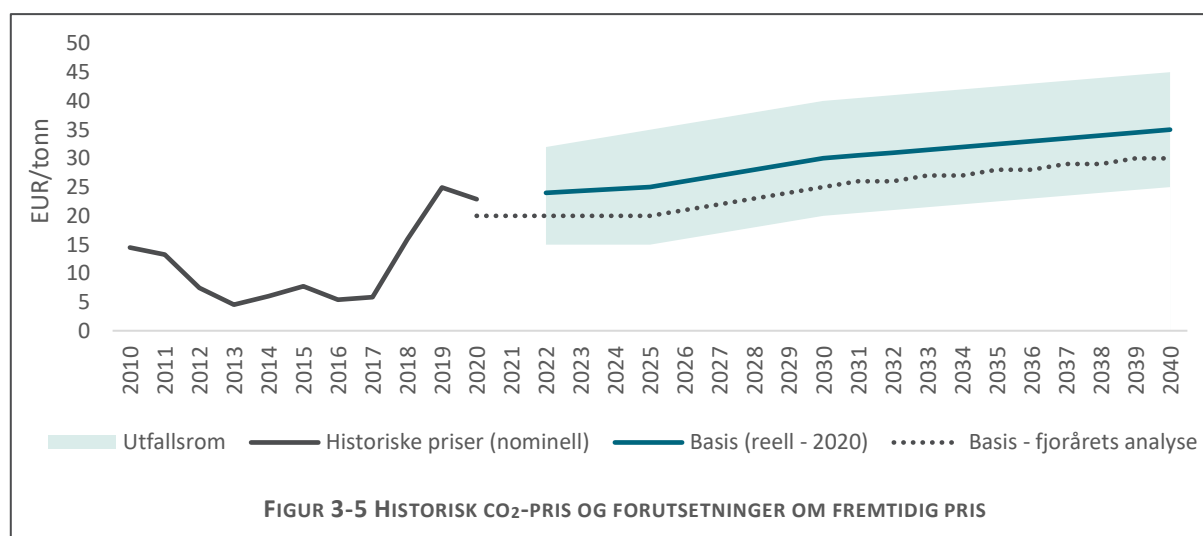
CO₂-prisen

Basisbanen for CO₂-prisen ligger rundt gjennomsnittet av prisforventningene til Point Carbon Refinitiv, IEA, Wattsight og IHS. Disse peker i retning av en økende CO₂-pris mot 2040. Hvilket nivå prisen vil ligge på er det imidlertid noe uenighet om, og anslagene varierer mellom 20 og 45 €/tonn CO₂ i 2040. Vi antar, på samme måte som i fjorårets analyse, at CO₂-prisen vil øke frem mot 2040, som følge av et stadig lavere utslippstak i denne perioden. I tillegg antar vi at kvoteprisen vil øke fordi man vil gjennomføre de billigste utslippskuttene først, slik at det vil bli stadig vanskeligere og dyrere å gjennomføre ytterligere kutt når vi nærmer oss 2040.

Som vist i Figur 3-5 justerer vi opp CO₂-prisbanen i årets analyse og øker denne med rundt 5 €/tonn gjennom hele analyseperioden. Bakgrunnen for dette er at vi har sett at innstramningene i regelverket som ble innført i 2018 har hatt effekt på kvotemarkedet. Innstramningene gjaldt i hovedsak innføringen av en markedsstabiliseringsreserve (MSR)³ og en politisk enighet om å stramme inn utslippstaket i kvotemarkedet fra og med 2021. I 2018 steg CO₂-prisen til 20 €/tonn etter en lang periode med priser under 10 €/tonn. I 2019 lå gjennomsnittlig CO₂-pris gjennom året på 25 €/tonn CO₂. Økningen i CO₂-prisen har bidratt til at de mest effektive gasskraftverkene driftes til en lavere kostnad enn eldre kullkraftverk.

3.1.2 CO₂-markedet - Et politisk marked

Hvilket nivå CO₂-prisen vil ligge på i 2040 er avhengig av samspillet mellom flere faktorer i kvotemarkedet. Fordi rammeverket for kvotemarkedet er politisk bestemt, vil EUs avveieringer ha stor betydning for utviklingen av CO₂-prisen. Ønsket om å kutte utslipp må veies opp mot behovet for å sikre at europeisk industri ikke svekkes for mye av høyere utslippskostnader og kraftpriser. Også forslaget fra Europakommisjonen om å øke EUs klimamål til 55 prosent i 2030 vil kunne få betydning for rammene for kvotemarkedet. På den ene siden kan et høyere klimamål føre til at en større andel av tilgjengelige kvoter settes inn på markedsstabiliseringsreserven, antall gratiskvoter reduseres og/eller en raskere nedtrapping av utslippstaket. Slike tiltak vil redusere tilbudet av kvoter. På den andre siden kan et høyere klimamål for 2030 innebære mer fornybar kraft og energieffektivisering, som reduserer utslippene og dermed etterspørselen etter kvoter. Det foreligger allerede planer om å revidere reglene for markedsstabiliseringsreserven i løpet av 2021. I tillegg skal forslag til endringer i det øvrige energi- og klimarammeverket i EU etter planen presenteres innen juni 2021.



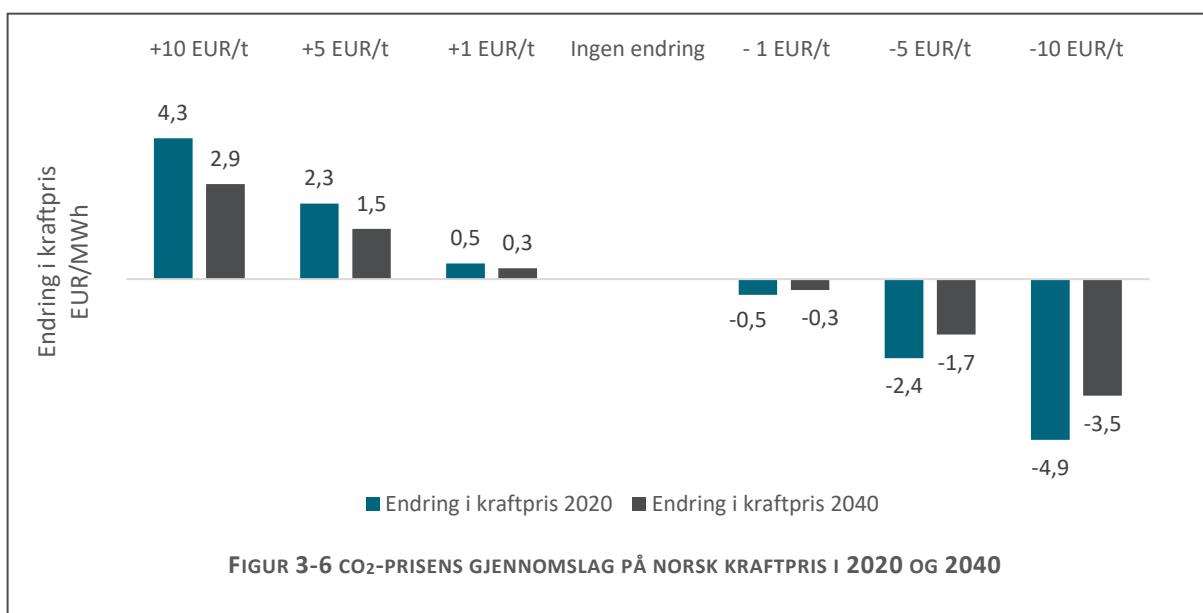
FIGUR 3-5 HISTORISK CO₂-PRIS OG FORUTSETNINGER OM FREMTIDIG PRIS

³ Se faktaboks om MSR i vedlegg 3.5

3.1.3 CO₂-prisen blir mindre viktig for norsk kraftpris mot 2040

Vi antar at nærmest all kullkraft og mye gasskraft fases ut innen 2040. Dermed vil endringer i CO₂-prisen ha mindre betydning for den norske kraftprisen jo lenger ut i analyseperioden man kommer. Dette gjør også at effekten av endringer i CO₂-prisen på kraftprisen ikke er lineær, men varierer for ulike nivåer av CO₂-prisen. Når CO₂-prisen er så høy at gasskraft er den marginale kraftproduksjonen på kontinentet, vil endringer i CO₂-pris slå mindre ut i kraftprisen. I Figur 3-6 har vi testet hvor mye den norske kraftprisen vil bli endret i €/MWh dersom CO₂-prisen øker eller reduseres med 1, 5, og 10 €/tonn i 2020 (blå linje) og 2040 (grå linje). Analysen viser at hvis CO₂-prisen i 2020 øker med 1 €/tonn, vil norsk kraftpris øke med 0,5 € per produserte MWh. Hvis CO₂-prisen øker med tilsvarende i 2040, vil norsk kraftpris kun øke med 0,3 € per produserte MWh. Alle endringer i CO₂-prisen vil få mindre utslag på norsk kraftpris i 2040 sammenliknet med i dag.

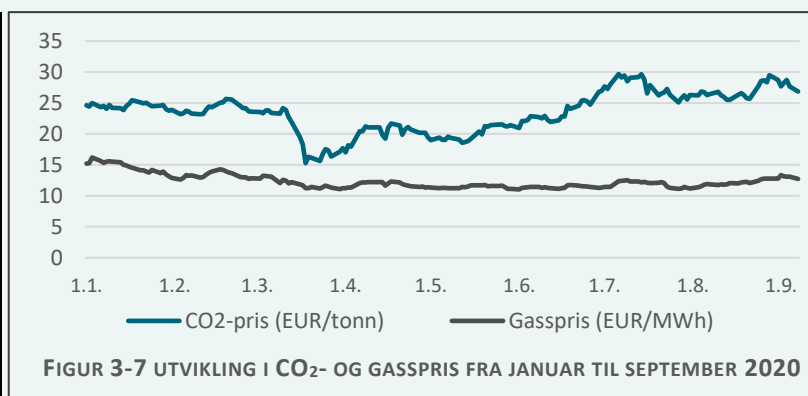
Den generelle ressursituasjonen i det norske kraftsystemet, og tilgjengelig overføringskapasitet mellom Norge og naboland, har også betydning for hvor mye en endring i CO₂-prisen påvirker den norske kraftprisen. Hvis den hydrologiske balansen er høy og det produseres mye kraft i det norske systemet sammenliknet med forbruket, kan den norske kraftprisen falle. Er den norske kraftprisen lav sammenliknet med land Norge utveksler kraft med, kan det bli mer lønnsomt for Norge å eksportere kraft, og dermed mindre lønnsomt å importere kraft. Hvis Norge importerer mindre kraft fra sine naboland, innebærer det lavere import fra kraftsystemer som har fossil kraftproduksjon. Norsk kraftpris blir dermed ikke påvirket like mye av en endring i CO₂-prisen når importen er lav.



UTBRUDDET AV KORONAVIRUSET BIDRO TIL ET MIDLERTIDIG FALL I CO₂-PRISER OG I EUROPISK KRAFTTETTERSØRSEL

	April	August
Norge	2 %	3 %
Norden	- 1 %	0 %
Tyskland	- 8 %	- 3 %

**TABELL 3-1 ENDRING I
KRAFTFORBRUK SAMMENLIKNET
MED GJENNOMSNIET I APRIL OG
AUGUST 2020**



Nedstengningen av næringslivet i forbindelse med koronautbruddet førte til et fall i krafttettterspørselen sørover i Europa våren 2020. Ut ifra våre analyser ser det derimot ut til at kraftforbruket i Norge og Norden ikke ble påvirket i særlig grad (se f.eks. [ukesrapportene](#) og [kvartalsrapportene](#) for kraftsituasjonen). Som vist i tabell 3-1 har forbruket i Norge ligget litt over gjennomsnittet for de 5 siste årene, både i april da pandemien brøt ut, og i august. Norden som helhet lå så vidt under normalen i april og på normalen i august. I sum kan vi ikke se noen merkbare effekt av den første korona bølgen på forbruket i Norden.

I Tyskland er bildet et litt annet. I april lå det tyske kraftforbruk 8 prosent under gjennomsnittet for de fem siste årene. I august lå imidlertid forbruket bare 3 prosent under normalen. Dette tyder på at forbruket i Tyskland nå er på vei opp igjen.

Analysen utført av analyseselskapet IHS viser at også kraftforbruket i andre europeiske land er i ferd med å hente seg inn igjen. Fortsatt er kraftforbruket i Europa under gjennomsnittet for de siste årene, men langt ifra det vi så i april. Dersom koronapandemien fortsetter, kan dette bildet endre seg. Vi vil kunne se nye svingninger i forbruket dersom smitten tiltar og vi får nye innstramminger.

Koronapandemien har også fått konsekvenser for prisen på CO₂ og gass. Figur 3-7 viser utviklingen til gass- og CO₂-prisene fra januar til september 2020. Prisene har ulike benevnelse og kan derfor ikke sammenliknes direkte. Figuren viser at CO₂-prisen har blitt påvirket mest av pandemien. I løpet av mars og april falt CO₂-prisen med 40 prosent. I tillegg økte handelsaktiviteten i det europeiske kvotemarkedet kraftig de første ukene i mars. Mange aktører ønsket å selge kvoter raskt, på grunn av forventninger om at redusert økonomisk aktivitet, fall i kraftbruk og mindre flytrafikk ville føre til lavere utslipp i kvotepliktig sektor. Dette førte til et prisfall på CO₂-kvoter. Siden mai 2020 har imidlertid CO₂-prisen økt igjen.

I forbindelse med korona har flere analysemiljøer utviklet krisescenarier med en lav CO₂-pris mot 2025. Imidlertid beholdt de aller fleste sin basisbane fra før utbruddet av pandemien. Vi har heller ikke valgt å justere ned vår basisbane for CO₂-prisen i årets langsiktige kraftmarkedsanalyse, til tross for usikkerhetene rundt koronapandemien. NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse tar for seg fundamentale trender i kraftsystemet i Norge og Europa. Vi må derfor ta stilling til hvor lenge og i hvor stor grad et økonomisk sjokk, som følge av koronautbruddet, vil prege generell aktivitet, kraftforbruk og globale varemarkeder. Selv om CO₂-prisen har økt etter prisfallet i mars, kan koronapandemien likevel få følger for beholdningen (tilbud minus etterspørsel) av kvoter fremover. Hvis aktørene i kvotemarkedet forventer en langsiktig økning i beholdningen, kan prisene falle på ny og forbli lave i lengre tid. Samtidig vil også EUs valg av rammer for kvotemarkedet i fremtiden, for eksempel endrede regler for markedsstabiliseringsreserven og antall kvoter som gis bort gratis, påvirke beholdningen av kvoter i årene som kommer.

4 Behov for mer fleksibilitet i det europeiske kraftsystemet

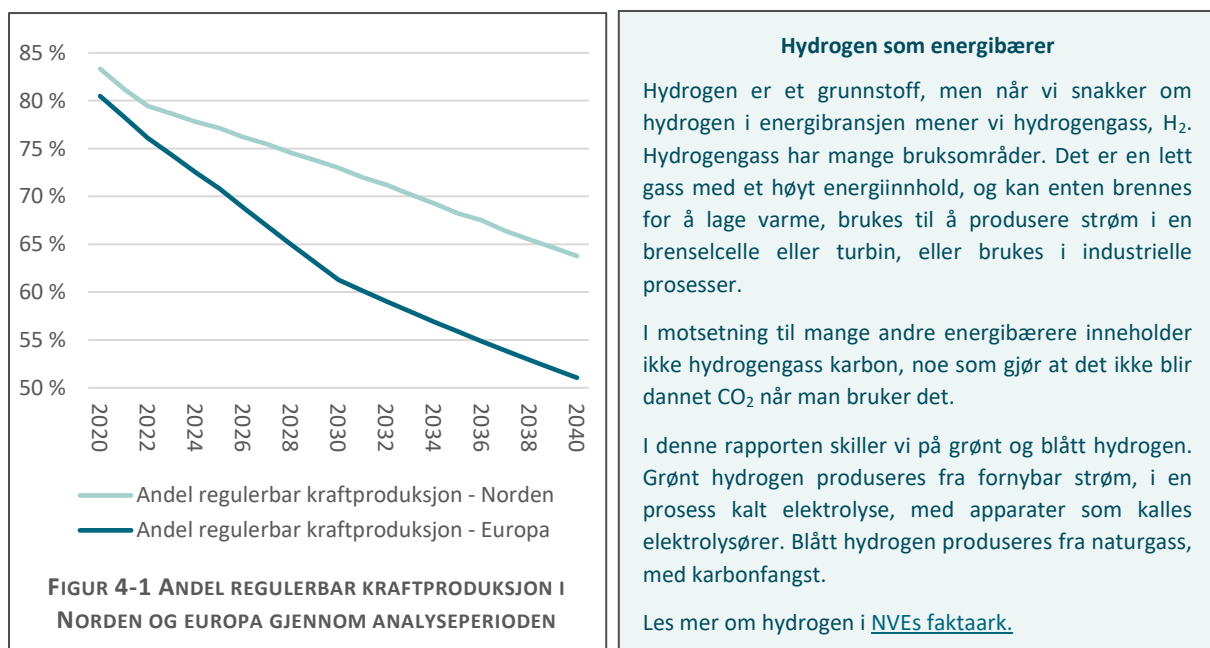
En forutsetning for et velfungerende kraftsystem med mye uregulerbar produksjon som sol- og vindkraft, er at man har nok tilgjengelig fleksibilitet. Strøm er en vare som må brukes samtidig som den produseres. Av den grunn trengs fleksible ressurser for å kunne opprettholde balansen mellom produksjon og forbruk til enhver tid. Disse fleksible ressursene kan enten hentes fra produksjonssiden, energilagring eller forbrukssiden. Tradisjonelt sett har produksjonssiden stått for mesteparten av de fleksible ressursene, for eksempel gjennom å regulere vannkraft i Norge eller fossile kraftverk i Europa.

Produksjonssiden er nå i endring, og går fra å være den fleksible ressursen som skaper balanse, til å bli mindre fleksibel og skape ubalanse. Årsaken er utfasing av kullkraft, samt reduksjon av gass- og kjernekraft, som i stor grad erstattes av uregulerbar sol- og vindkraft i Europa. Figur 4-1 viser hvordan andelen regulerbar kraftproduksjon⁴ reduseres mot 2040 i vår analyse. Reduksjonen er mindre i Norden enn i Europa, fordi den regulerbare vannkraften i Norden består. Fleksibiliteten i det nordiske systemet bevares dermed i stor grad, på tross av utfasing av kjernekraft og etablering av mer uregulerbar sol- og vindkraft. I Europa begynner vi derimot nå for alvor å se behovet for andre kilder til fleksibilitet som batterier og mer fleksibelt kraftforbruk.

4.1 Hydrogen kan påvirke prisen i kraftmarkedet

Som omtalt i Kapittel 1 om kraftforbruk kan hydrogen spille en viktig rolle i avkarboniseringen av transport og industri i årene som kommer. Hydrogen produsert fra fornybar strøm er et viktig satsingsområde for EU. Grønt hydrogen er spesielt interessant i et kraftsystem- og kraftmarkedsperspektiv, fordi kraftforbruket er svært fleksibelt. Elektrolyse kan raskt reguleres opp og ned, og forbruket kan derfor legges til timer der det er lite annet forbruk eller mye produksjon. På denne måten kan hydrogenproduksjon bidra til å balansere kraftsystemet, i tillegg til å utnytte lave kraftpriser.

Økt strømforbruk vil vanligvis føre til økt kraftpris. Fordi strømforbruk til elektrolyse kan være fleksibelt, antar vi at kraftprisen i hovedsak blir påvirket i de timene hvor prisen i utgangspunktet ville vært lav. Med elektrolysekapasiteten vi har forutsatt i basisbanen, er hydrogen med på å sette kraftprisen i enkelte timer. Vi antar at kraftprisen da vil påvirkes av terskelprisen hydrogenprodusenter har for å produsere. Denne prisen kan for eksempel være koblet til produksjonskostnaden for blått hydrogen, fra naturgass med karbonfangst.



⁴ I denne figuren er både regulerbar og uregulerbar vannkraft inkludert som regulerbar kraftproduksjon. Det vil si at andelen regulerbar kraftproduksjon i realiteten er lavere enn figuren viser.

4.2 I et fornybart kraftsystem øker verdien av aktive forbrukere

Det er ikke bare de store profesjonelle aktørene som kan levere tjenester til kraftsystemet gjennom fleksibelt forbruk. En stor del av Europas strømforbruk kommer fra husholdninger og næringsbygg. Strømforbruket i husholdninger og næringsbygg er til en viss grad fleksibelt, og kan flyttes uten at det påvirker forbrukeren eller går ut over komforten.

For å dra nytte av disse ressursene må forbrukerne stå overfor priser som gjør det lønnsomt å flytte strømforbruket til tider på døgnet når kraftetterspørselen er lav. En utfordring knyttet til forbrukerfleksibilitet sammenliknet med fleksibilitet fra produksjonssiden, er omfang og forutsigbarhet. Det må mange små forbruksendringer til for å kunne levere samme fleksibilitetstjeneste som et kraftverk kan. Dette gjelder særlig stabilisering av uventede ubalanser i kraftsystemet. Dette kan gjøre det hensiktsmessig med aktører som samler fleksibiliteten i forbruket til flere forbrukere. Slike aktører kalles gjerne aggregatorer. EU utvikler nå et regelverk for at alle strømkunder skal kunne inngå en avtale med en aggregator om å selge fleksibiliteten sin (EU-Kommisjonen, 2019).

I våre fremskrivninger forutsetter vi at strømforbruket i Europa blir mer fleksibelt utover i analyseperioden. Aktive forbrukere vil kunne bidra med verdifull fleksibilitet, som muliggjør mer fornybar energi i kraftsystemet. Mer fleksibelt forbruk gjør at deler av forbruket flyttes fra høy- til lavlasttimer. Dette bidrar til at kraftprisen svinger mindre, i tillegg til at det kan redusere behovet for nettinvesteringer.

4.3 Batterier bidrar med fleksibilitet og andre netjtjenester i Europa

I vår analyse legger vi til grunn at batterier blir en viktig del av kraftsystemet i årene fremover. Batterier leverer fleksibilitet ved å fungere som forbruk gjennom å lade i lavlasttimer, og som produksjon gjennom å lade ut i høylasttimer. I tillegg til å levere fleksibilitet, kan batterier bidra med tjenester som sørger for god nok kvalitet på strømmen i strømmettet. Dette gjør at batterier kan være aktuelt for mange aktører i kraftsektoren.

Kraftprodusenter med uregulerbar kraftproduksjon kan installere batterier eller annen energilagring for å tilby mer regulerbar produksjon, og med det øke verdien på kraften de produserer. Dette er både aktuelt for sol- og vindparker, men vi har også sett at for eksempel elvekraftverk i Sverige bruker batterier sammen med sin produksjon.

Strømkunder kan investere i batterier av flere grunner. Blant annet kan batterier bidra med en fleksibel buffer for å jevne ut forbruket av strøm fra nettet. Et eksempel på dette er fergeselskaper i Norge, som har tatt i bruk batterier på fergekaien fordi strømmettet ikke har kapasitet til å levere nok strøm i løpet av den korte tiden fergen ligger til kai. Batterier kan i tillegg legge til rette for at forbrukere selv kan bruke mer av strømmen de produserer, eksempelvis gjennom solceller, ved å lade i perioder med overskuddsproduksjon.

Den siste typen aktører som kan drive frem utrulling av batterier i kraftsystemet er nettselskaper. Batterier kan bidra med flere nyttige tjenester for nettselskapene. Et eksempel er at de kan bidra til å holde spenningsnivået i nettet innenfor et akseptabelt nivå. Dette gjelder uavhengig av om nettselskaper har lov til å eie batterier eller ikke, da nettselskapene kan etterspørre tjenestene som batterier leverer fra en tredjepart.

Teknologiutviklingen på batterier fortsetter, og prisene ser ut til å fortsette å synke raskt. Slik det ser ut nå er det fortsatt betydelig potensial for bedre og billigere batterier. Det eneste som synes å kunne motvirke prisreduksjonen i noen grad er knapphet på ressurser, som litium. En mer sirkulær økonomi, der materialer fra batterier blir gjenvunnet og gjenbrukt, kan bidra til å forhindre dette.

På bakgrunn av alle bruksområdene, og at batterier i økende grad vil bli et økonomisk godt alternativ, har vi lagt til grunn at batterikapasiteten i Europa øker fra under 3,7 GW i 2020 til 67 GW i 2040. I 2040 utgjør dette en økning på 40 prosent sammenliknet med fjorårets analyse.

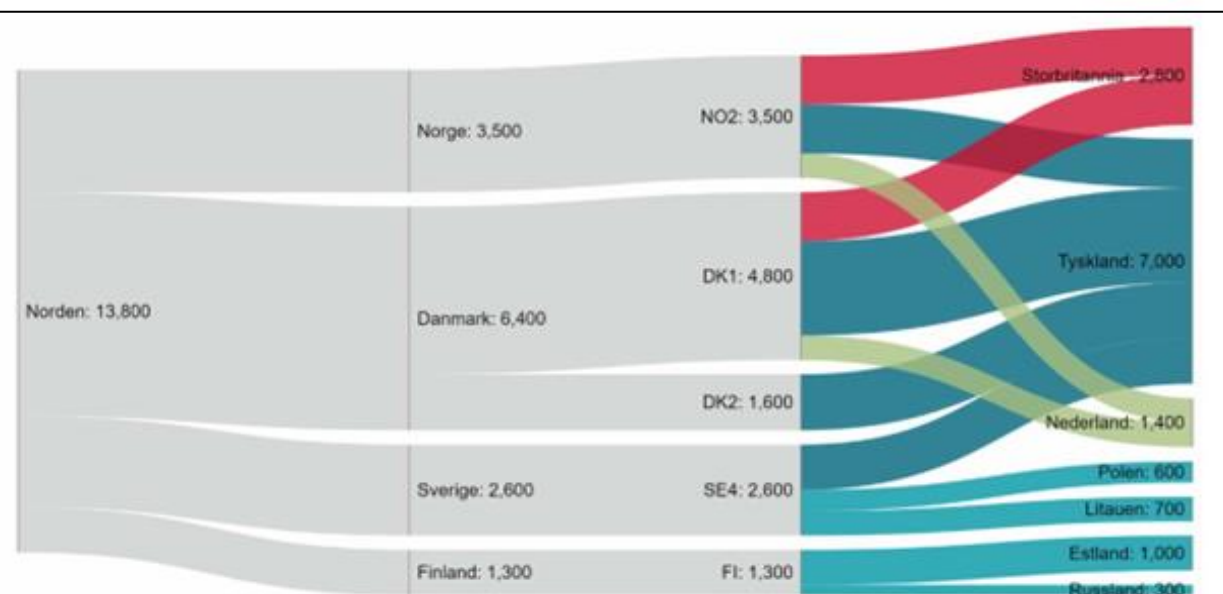
5 Utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa øker

Det norske kraftsystemet er i rask endring, og det fører til at det blir bygget mye nytt kraftnett. I 2016 ble det estimert et behov for investeringer tilsvarende 140 milliarder over en tiårsperiode (NVE, 2016). Senere estimater bekrefter denne høye investeringstakten. En del nettutbygging utløses på grunn av høy alder og dårlig teknisk tilstand på det eksisterende nettet, eller manglende kapasitet for å tilknytte nytt kraftforbruk eller ny kraftproduksjon. De prosjektene vi antar blir bygget er basert på planer i Statnetts nettutviklingsplan og de regionale kraftsystemutredningene. Nettutbyggingen som planlegges de neste årene bidrar i liten grad til økt kapasitet mellom norske prisområder.

I Norden forventer vi en noe økt kapasitet mellom Nord-Sverige og Finland mot 2030. Videre antar vi at kapasiteten øker fra nord til sør i Sverige mot 2040. I tillegg er utvekslingskapasiteten mellom Norden og resten av Europa i kraftig endring. Vi antar at den nåværende utvekslingskapasiteten ut av Norden vil øke fra 7000 MW i 2019 til om lag 13 800 MW i 2030.

Statnett bygger nå NordLink til Tyskland og North Sea Link til Storbritannia. Disse to kablene utgjør 1400 MW økt utvekslingskapasitet hver, og forventes i drift henholdsvis i år og neste år. NVE har ikke lagt til grunn flere nye mellomlandsforbindelser ut av Norge enn disse to. Vi legger også til grunn at det bygges en ny kabel mellom Sverige og Tyskland i tidsrommet 2025-2030. I tillegg bygger Danmark en forbindelse til Storbritannia innen 2025, samt en forsterkning av luftledningsnettet mot Tyskland.

I den økte utvekslingskapasiteten ligger det også noe økt utnyttelse av anlegg som er bygget ut eller er under bygging. Dette gjelder spesielt vekselstrømsforbindelsene mellom Danmark og Tyskland. Tyskland begrenser importkapasiteten fra Danmark i perioder med høy vindkraftproduksjon i Nord-Tyskland. Bakgrunnen for dette er begrensninger i nettet mellom nord og sør i Tyskland. I desember 2018 påla imidlertid Europakommisjonen den tyske systemoperatøren å øke den tilgjengelige kapasiteten mellom de to landene, til en minimumskapasitet tilsvarende om lag 75 prosent av installert kapasitet (EU Kommisjonen, 2018). Tilsvarende har tyske myndigheter besluttet hvordan tilgjengelig kapasitet på NordLink gradvis skal økes, fra den idriftsettes i 2020/2021 og frem til 1.1.2026



FIGUR 5-1 FORVENTET UTVEKSLINGSKAPASITET UT AV NORDEN I 2030

UTVEKSLINGSKAPASITETEN UT AV NORDEN BLIR TILNÆRMET DOBLET MOT 2030, FRA DAGENS NIVÅ PÅ 7000 MW. NORGE, SVERIGE OG DANMARK PLANLEGGER NYE FORBINDELSER MOT TYSKLAND OG STORBRIANNIA FREM MOT 2030.

Del 2 - Kraftpriser og kraftbalanse

I denne delen ser vi på hvordan det nordiske og europeiske kraftmarkedet vil utvikle seg mot 2040 gitt antakelsene beskrevet i Del 1. Vi ser i hovedsak på Norge og Norden, og for det meste på utviklingstrekkene i norske og nordiske kraftpriser og kraftbalanser. Det nordiske kraftsystemet er tett knyttet opp mot resten av Europa, og utviklingen på kontinentet og i Storbritannia påvirker det nordiske markedet og følgelig de nordiske kraftprisene. Mot slutten av kapittelet går vi derfor også nærmere inn på utviklingen i det europeiske kraftmarkedet, særlig i Tyskland, Nederland, Frankrike og Storbritannia. Disse landene utgjorde til sammen omtrent halvparten av EUs totale kraftproduksjon i 2019. I tillegg er Tyskland, Nederland og Storbritannia land som er, eller vil bli, tett knyttet til Norden gjennom mellomlandsforbindelser.

6 Stigende kraftpriser i Norge og Norden mot 2040

Vi har beregnet kraftpriser for perioden 2022-2040 i basisbanen, samt et utfallsrom med høy og lav bane for CO₂- og brenselpriser. I basisbanen øker kraftprisen i Norge fra 38 øre/kWh i 2022 til 41 øre/kWh 2040. Utfallsrommet viser hvordan kraftprisen endres til henholdsvis 25 og 48 øre/kWh i 2040, når vi legger høy og lav bane for CO₂- og brenselpriser til grunn.

Figur 6-1 viser norsk kraftpris for perioden 2022-2040, sammenliknet med fjorårets analyse. Figuren viser også historisk kraftpris og utfallsrommet for fremtidig kraftpris, basert på kraftprisbanene der høy og lav bane for CO₂- og brenselpriser er lagt til grunn. Tabell 6-1 viser hvilke CO₂- og brenselpriser som ligger til grunn for de ulike prisbanene, sammen med en forklaring av høy og lav bane for CO₂- og brenselpriser. Tabell A i vedlegget inneholder mer detaljerte prisrekker.

En økende pris på gass og CO₂-kvoter gjennom analyseperioden bidrar til høyere kraftpris frem mot 2040. Mens den hydrologiske situasjonen i Norge har mye å si for de norske kraftprisene på kort sikt, har CO₂- og brenselpriser stor betydning for kraftprisnivået over tid. Forutsetninger om CO₂- og brenselpriser er nærmere omtalt i kapittel 3.1 om forutsetninger.

HØY OG LAV PRISBANE

Høy og lav bane for kull-, gass- og karbonpris gir et utfallsrom for den norske kraftprisen mot 2040. Utfallsrommet gjenspeiler usikkerheten i fremtidige priser.

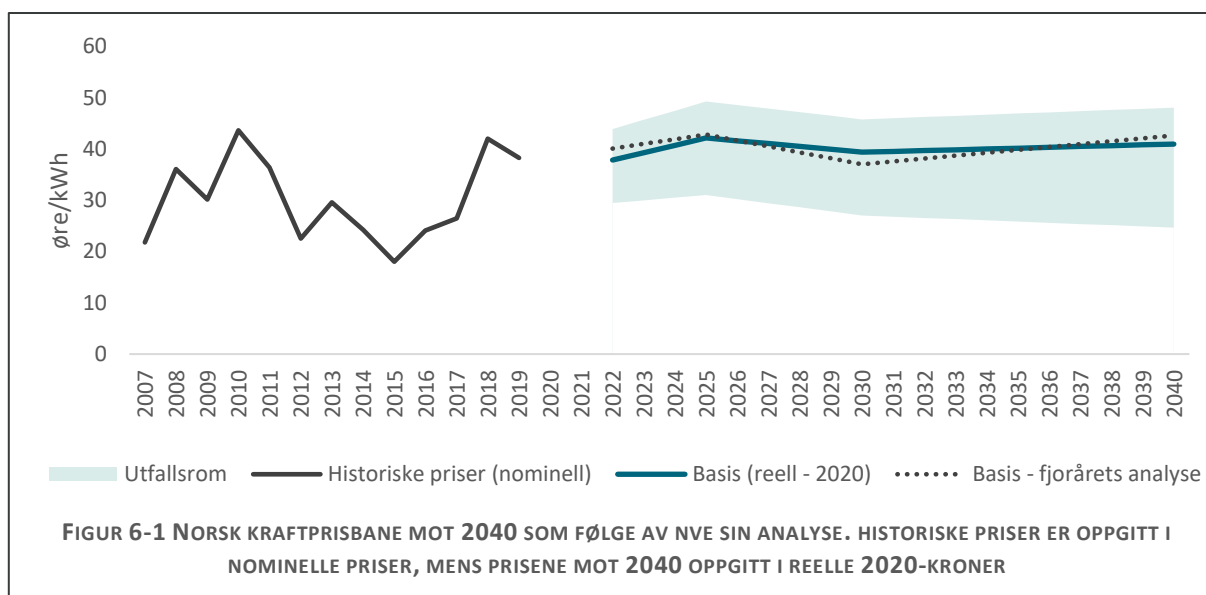
Høy bane for brenselprisene kan representere en høykonjunktur der prisene på brenslere er høye grunnet høy økonomisk aktivitet som fører til økt etterspørsel.

Lav bane for brenselprisene kan representere det motsatte tilfellet, der økonomisk lavkonjunktur gjør at prisene holder seg lave. I årets analyse har vi valgt å øke CO₂-prisen i lav bane i slutten av analyseperioden. Karbonprisens lave bane kan dermed representere en sensitivitet der kvoteprisen tar seg opp igjen mot slutten av analyseperioden, også i en lavkonjunktur. Vi antar dermed at EU i en slik situasjon vil være villig til å ta grep for å hindre vedvarende lave priser på CO₂-utslipp i kvotemarkedet. Dette kan skje ved hjelp av markedstabiliseringsmekanismen alene, eller ved at EU strammer inn markedet på andre måter.

Kull-, gass-, og CO₂-priser i NVEs analyse

	Kull [\$ / tonn]			Gass [€ / MWh]			EU ETS [€ / tonn]		
	Lav	Basis	Høy	Lav	Basis	Høy	Lav	Basis	Høy
2022	54	70	93	15	17	19	15	24	32
2025	51	75	95	15	19	20	15	25	35
2030	50	75	100	12	19	21	20	30	40
2040	50	75	100	10	20	23	25	35	45

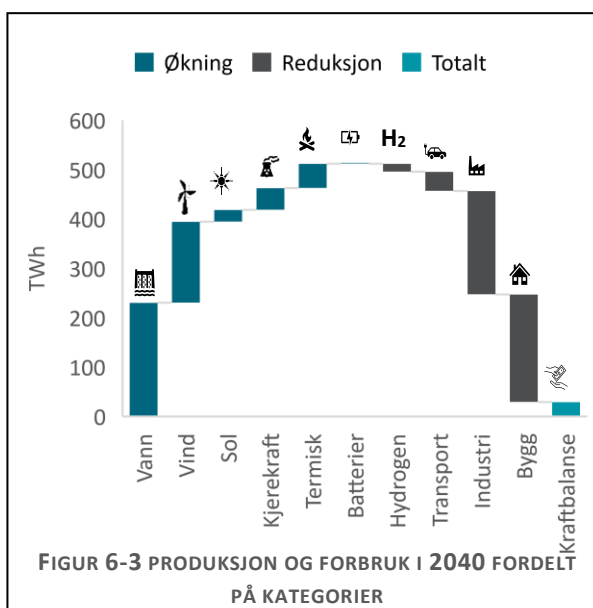
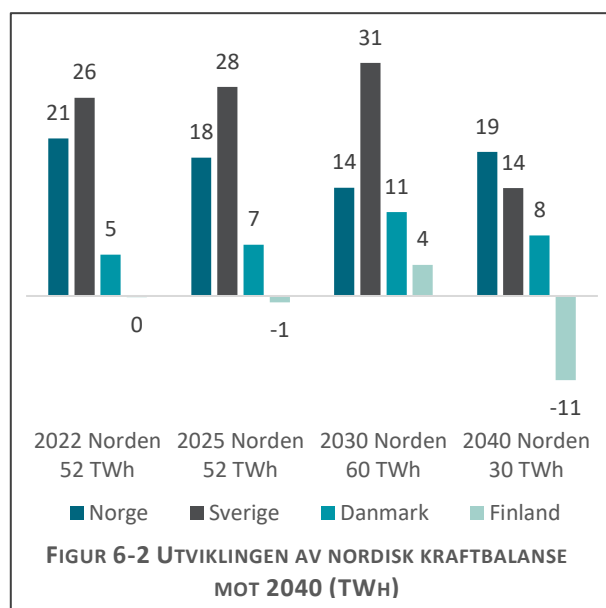
TABELL 6-1 NVE SINE ANTAGELSER FOR KULL-, GASS- OG CO₂-PRISER I LAV, BASIS OG HØY BANE I ANALYSEN



Endringer i produksjon og forbruk har også mye å si for kraftprisen. Kraftbalansen er et uttrykk for den samlede endringen i produksjon og forbruk og er gitt ved produksjon minus forbruk. I Norge faller kraftbalansen frem mot 2030, fordi økningen i kraftproduksjon ikke er tilstrekkelig til å kompensere for forbruksøkningen. Dette snur imidlertid etter 2030 når økningen i sol- og vindkraftproduksjon tiltar og kraftbalansen øker.

For Norden samlet er det motsatt. Vår analyse viser at både produksjon og forbruk i Norden vil øke frem mot 2040. Ettersom produksjonsøkningen kommer tidligere enn forbruksøkningen, når nordisk kraftoverskudd en topp på 60 TWh i 2030. Deretter faller kjernekraftproduksjonen mellom 2030 og 2040, samtidig som kraftforbruket øker. Dette bidrar til at det nordiske kraftoverskuddet halveres mellom 2030 og 2040, til 30 TWh. Figur 6-2 viser utviklingen i kraftbalansen i de nordiske landene. Figur 6-3 viser sammensetningen i nordisk kraftbalanse i 2040, fordelt på produksjonsteknologier og forbrukskategorier.

Den norske kraftprisen ligger noe lavere i 2022 i årets analyse sammenliknet i fjor. Dette er hovedsakelig på grunn av raskere utbygging av vindkraftverk i Sverige enn tidligere antatt. Mot 2025 ser vi en økning i prisen, som hovedsakelig skyldes økte CO₂- og brenselspriser. Det er fortsatt en del fossil kraftproduksjon igjen i Europa i 2025, og kostnadsøkningen i fossil kraftproduksjon som følge av høyere CO₂- og brenselspriser påvirker den norske kraftprisen gjennom handel. Sammenliknet med fjorårets analyse blir kraftprisen i 2025 tilnærmet uendret. Dette fordi økningen i CO₂-prisen motvirkes av at vi i år antar en høyere nordisk kraftbalanse i 2025 enn hva vi la til grunn i fjorårets analyse, ettersom svensk vind bygges ut raskere enn tidligere antatt.



At den norske kraftprisen faller fra 2025 til 2030, skyldes at virkningen av økt kraftbalanse i våre naboland er sterkere enn virkningen av redusert kraftbalanse i Norge. Redusert kraftbalanse i Norge og antakelsen om høyere CO₂-pris sammenliknet med i fjor, bidrar til at vi i år får en høyere kraftpris i 2030 enn vi så i fjorårets analyse.

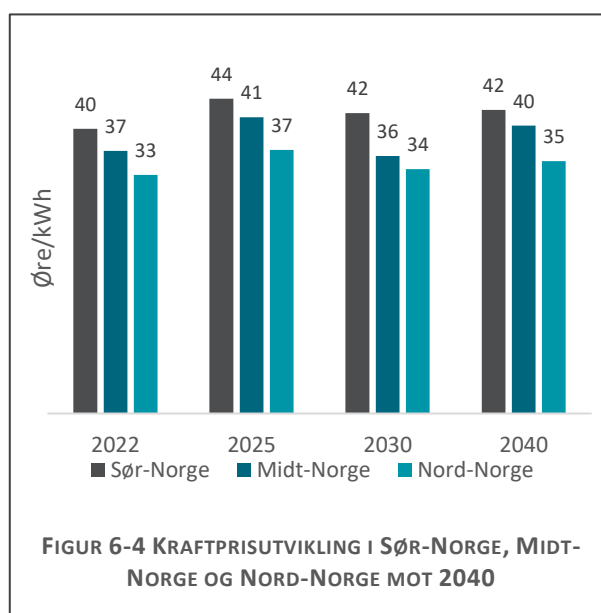
Vi ser en svak prisstigning i Norge mellom 2030 og 2040. Økning i både CO₂- og gassprisen, forbruksøkning og noe nedleggelse av kjernekraft i Norden bidrar til dette. Dette til tross for at en betydelig økning i sol- og vindkraft i Europa bidrar til styrket kraftbalanse og lavere priser på kontinentet. Økt fornybarproduksjon i Europa gjør at CO₂-prisen får mindre innvirkning på kraftprisen. Dette er med på å dempe prisveksten i Norge mellom 2030 og 2040.

6.1 Prisforskjeller innad i Norge og Norden

De ulike prisområdene i Norge og Norden får ofte ulik kraftpris. Dette kommer i hovedsak av nettbegrensninger mellom områdene. Som tidligere viser også årets analyse at begrensninger i nettet skaper prisforskjeller også fremover i tid.

6.1.1 Økte prisforskjeller innad i Norge

Prisene i Nord- og Midt-Norge ligger lavere enn i Sør-Norge gjennom hele analyseperioden. Disse prisforskjellen vil øke mellom prisområdene frem mot 2030. Kraftprisen i Sør-Norge, der kraftsystemet i dag er koblet til Danmark og Nederland, trekkes opp av økte brensels- og CO₂-priser. Påvirkningen fra kontinentet forsterkes fra 2022 når Sør-Norge i tillegg er koblet til Tyskland og Storbritannia. Begrenset overføringskapasitet mellom Nord-, Midt- og Sør-Norge gjør at prisen i Nord- og Midt-Norge ikke følger etter i like stor grad. En relativt kraftig økning i vindkraftkapasitet i Nord-Sverige bidrar også til å holde prisene i Midt- og Nord-Norge nede. Mellom 2030 og 2040 øker kraftprisen i alle prisområder. Prisforskjellen mellom Sør- og Nord-Norge forblir imidlertid tilnærmet uendret.



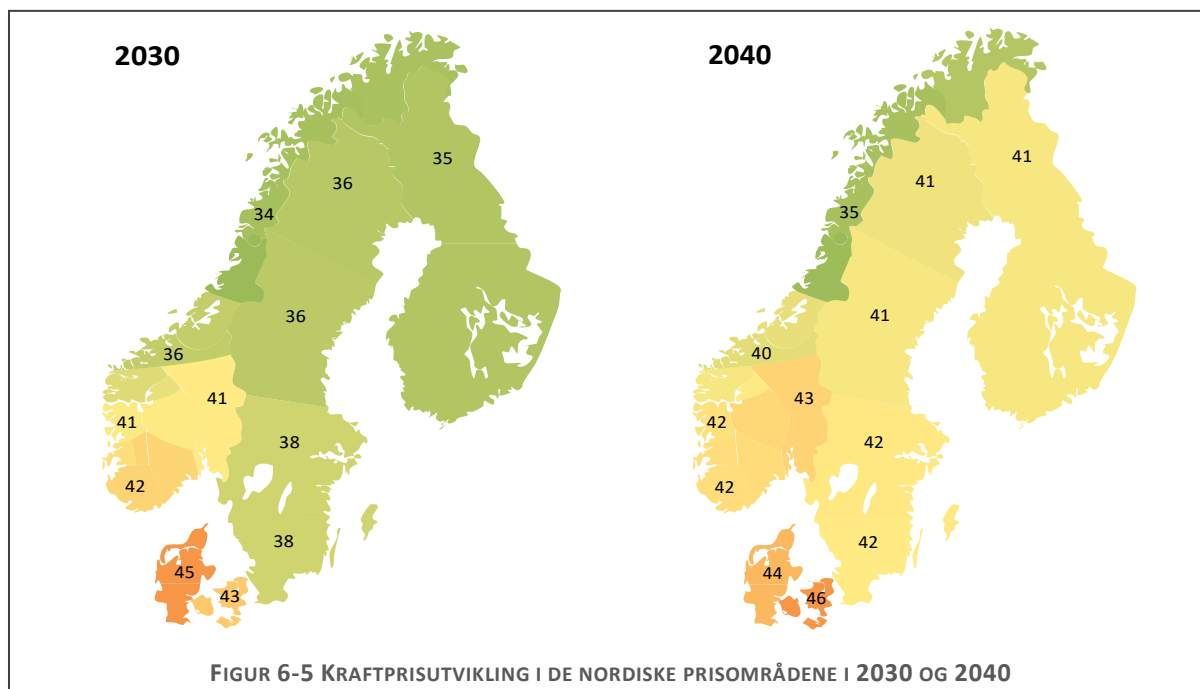
Utviklingen i kraftbalansen i de ulike norske prisområdene tilsier ingen større endringer i dette prisbildet. Av de norske prisområdene er det kun Øst-Norge som er i et kraftunderskudd i et normalår, resten av landets prisområder vil ha et kraftoverskudd. Analysen tilsier at dette vil gjelde hele perioden frem mot 2040. Midt-Norge har i dagens kraftsystem et knapt kraftoverskudd i et normalår. Dette overskuddet er forventet å øke med utbygging av vindkraft de nærmeste årene.

6.1.2 Finske priser nærmer seg nivået nord i Norden

Analysen viser at det vil være prisforskjeller mellom nordlige og sørlige prisområder i Norden gjennom hele analyseperioden. En stor andel av den nye vindkraftproduksjonen i Sverige og Finland antar vi bygges ut i nord, samtidig som sørlige deler av Norden knyttes tettere mot resten av Europa. Det vil fortsette å være nettbegrensninger mellom nord og sør i Norden gjennom analyseperioden, og som vist i Figur 6-5 bidrar dette til at prisene nord i Norden ligger lavere i gjennomsnitt enn lenger sør i 2030 og 2040. Fra 2030 til 2040 stiger prisenivået i de fleste nordiske prisområder. Dette har som nevnt sammenheng med halvert nordisk kraftbalanse og stigende CO₂-pris.

Normalt har vi sett at kraftprisene i Finland har ligget noe høyere enn i Norge og Sverige. Finland er nettoimportør av kraft, og begrenset overføringskapasitet fra de nordiske nabolandene har gjort at finske kraftpriser har måttet være høyere for å balansere forbruk og produksjon. Mot 2030 forsterkes derimot kraftnettet mellom Nord-Sverige og Finland. Når flaskehalsene reduseres, blir den finske kraftprisen likere kraftprisen i Nord-Sverige. I

tillegg forventer vi både mer sol- og vindkraftkapasitet i Finland mot 2040 sammenliknet med fjorårets analyse. Dette bidrar til å holde kraftprisen i Finland på nivå med de nordlige områdene i Norden i 2030 og 2040.

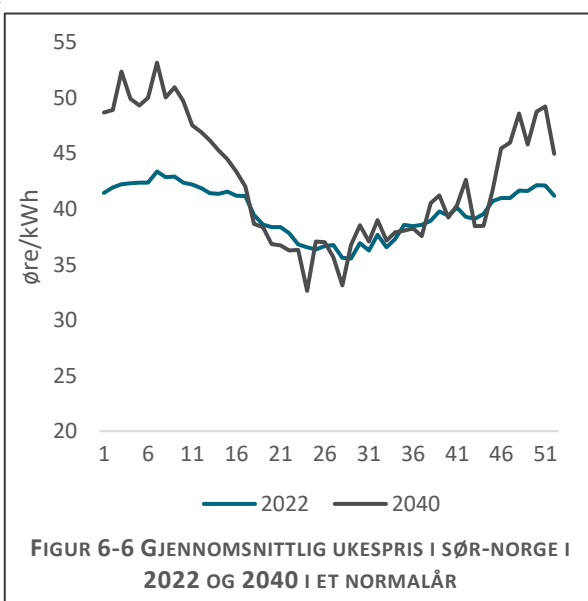


6.2 Økt andel uregulert produksjon i Norge gir større prisvariasjon

I tillegg til at prisnivået går opp, øker de kortsiktige variasjonene i norske kraftpriser mot 2040. Kraftprisene varierer mer, både mellom timer, uker, sesonger og år. En større andel væravhengig, fornybar og uregulerbar produksjon i kraftsystemet som helhet medfører at værvariasjoner vil gi større utslag i de norske kraftprisene. Allerede i dag ser vi at i perioder med høy vindkraftproduksjon presses prisene ned mot null. Tidvis får vi også priser under null blant annet i Tyskland og Danmark. Som vi så i sommer, kan handel med kontinentet gjøre at vi også får negative priser i Norge. I motsatt tilfelle er det ofte svært lite vindkraftproduksjon i de timene hvor vi ser svært høye priser.

6.2.1 Kraftprisen varierer mellom sesonger

Mer fornybar og uregulerbar kraftproduksjon i det europeiske kraftsystemet gir perioder med svært lave priser. En høy kvotepris og utfasing av termisk produksjonskapasitet gjør at det i perioder med lite uregulerbar produksjon blir svært høye priser. Dette bidrar til at prisvariasjonen mellom sesongene forsterkes gjennom analyseperioden, og dette prismønsteret gir utslag på norske kraftpriser. Figur 6-6 viser at variasjonen i gjennomsnittlig ukespris gjennom året i Sør-Norge øker fra 2022 til 2040. Vi ser også at sesongvariasjonen i kraftpris blir større mot 2040. Som illustrert i Figur 6-6 viser analysen at prisene i vinterhalvåret vil bli høyere i 2040 enn 2022, mens gjennomsnittlige ukespriser på sommerhalvåret vil ligge på omtrent det samme nivået i begge analyseår. Dette har sammenheng med at prisene i



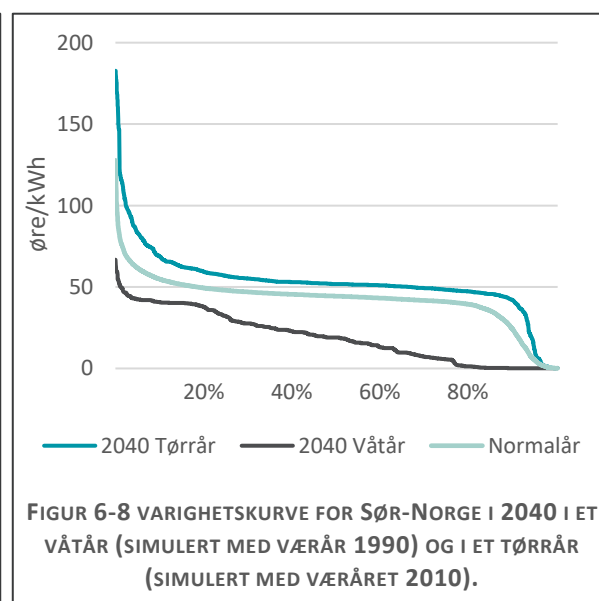
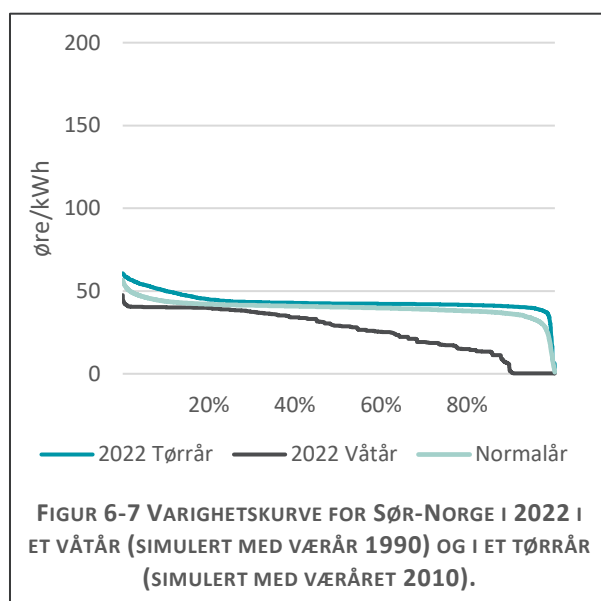
Sør-Norge er sterkere knyttet opp mot prisene på kontinentet på vinteren når behovet for kraft øker. Kraftimporten er gjerne høyere på vinteren enn på sommeren fordi kraftbehov til blant annet oppvarming er større, samtidig som tilsiget er lavere i vinterhalvåret. Med høyere priser på kontinentet bidrar importen til å presse prisene opp om vinteren.

6.2.2 Større variasjon i kraftpris mellom værår

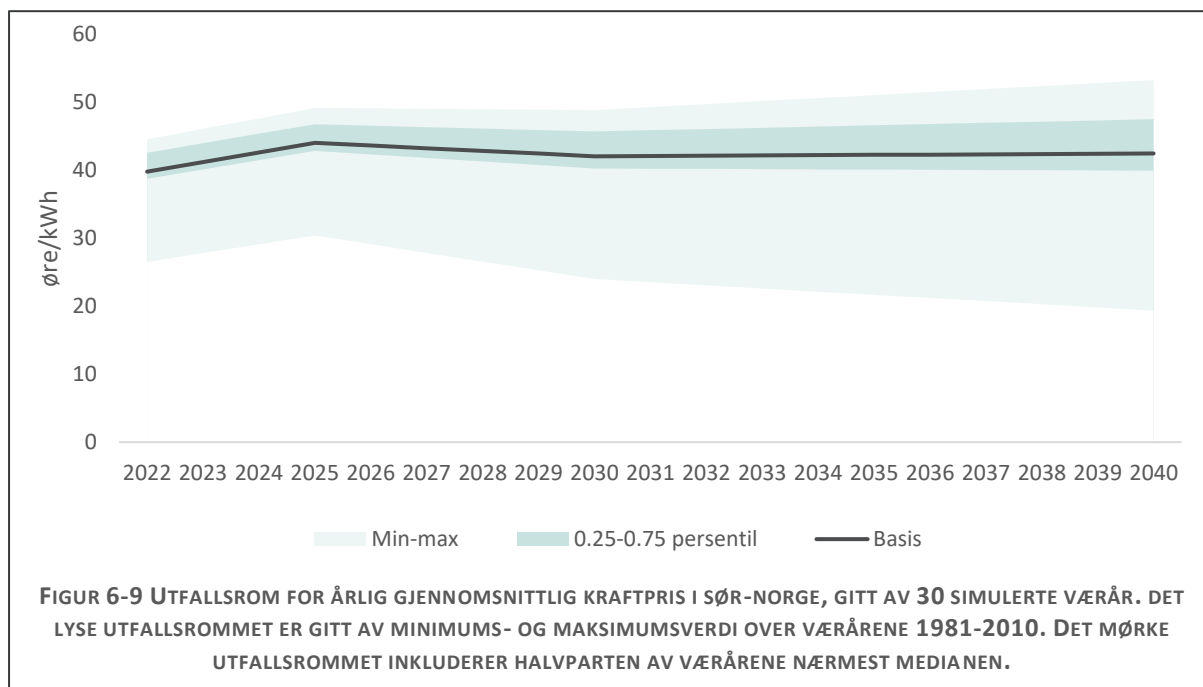
Vår analyse viser at variasjonen i gjennomsnittlige årspriser og timespriser mellom ulike værår vil øke mot 2040. Som nevnt tidligere drives prisvariasjonene hovedsakelig av mer uregulerbar kraftproduksjon i systemet, sammen med økte handelsmuligheter med naboland. Det norske kraftsystemet påvirkes i stor grad av værforhold. Nedbørsmengden gjennom året vil derfor kunne gi stort utslag i den norske kraftprisen. Den svært lave kraftprisen vi har sett i 2020 er blant annet drevet frem av store nedbørsmengder og høy hydrologisk balanse som har presset vannverdiene, og videre kraftprisene, ned.

Figur 6-7 og Figur 6-8 viser hvordan timespriser i Sør-Norge varierer gjennom et våtår, tørrår og normalår i 2022 og 2040. Som vist i de to figurene, kan vi få et stort antall nullpristimer i våtår, både i 2022 og 2040. I et tørrår oppfører prisene seg derimot mer som i et normalår. Forskjellen mellom 2022 og 2040 er blant annet at andelen nullpristimer øker gjennom perioden. I 2022 er det bare i de mest ekstreme tilfellene vi vil oppleve nullpriser i våtår, mens i 2040 vil prisene kunne være lave i lengre perioder i år med mye nedbør, og prisene kan være null i opp mot 20 prosent av året. I tillegg ser vi at timesprisene varierer mer i 2040, hvor det er betraktelig større forskjell mellom pristoppene og prisbunnene, spesielt i tørrår. Pristoppene forklares av at det i timer med lite vann i magasinene og lite vind og sol, må importeres kraft fra naboland med kraftverk med høyere marginalkostnader for å dekke kraftbehovet. I et år med mye nedbør og høy hydrologisk balanse vil derimot de norske vannkraftverkene i større grad kunne dekke kraftbehovet i timer med lite vind og sol. Dette gjør at vi ikke behøver å importere like mye kraft som i et tørrår, og prisnivået blir lavere.

Figur 6-9 viser hvordan den årlige gjennomsnittsprisen i Sør-Norge varierer over de 30 simulerte værårene 1981 til 2010, gitt øvrige forutsetninger lik basis. Som vist av utfallsrommet i figuren øker variasjonen mellom værår utover i analyseperioden som følge av mer uregulerbar kraftproduksjon i kraftsystemet som helhet. Mellom 2030 og 2040 reduseres nordisk kjernekraftproduksjon, og denne erstattes hovedsakelig av sol- og vindkraft. Sammen med økt andel sol- og vindkraft i Europa, og en økning i CO₂- og gasspris mellom 2030 og 2040, gir dette et større utfallsrom rundt gjennomsnittsprisen, altså både høyere og lavere kraftpriser i flere værår. Det lyse utfallsrommet er gitt av laveste og høyeste årspris av de 30 simulerte værårene. Det mørke utfallsrommet viser 0,25- og 0,75-persentilene, som vil si at 50 prosent av værårene er inkludert i dette utfallsrommet. Den lyseste delen av utfallsrommet er betraktelig større på nedsiden av kraftprisbanen, noe som tilsier en større spredning i kraftprisene i våtår med noen ekstremår hvor gjennomsnittsprisen blir veldig lav. I slike år er ikke



eksportkapasiteten ut av Sør-Norge tilstrekkelig, og prisene faller kraftig. Vi ser ofte at våtår med mye tilsig sammenfaller med år med mye vind. Etter hvert som det bygges ut mer vindkapasitet bidrar dette til å presse kraftprisene ytterligere ned, og analysen viser at vi kan få år med gjennomsnittspris under 20 øre/kWh, som vist i Figur 6-9.

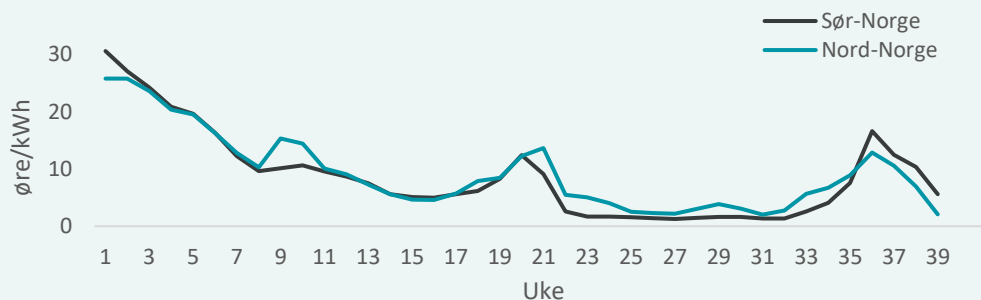


Mye snø har gitt store konsekvenser for kraftbransjen i år

Hittil i 2020 har det kommet mye mer nedbør enn normalt, slik at det ligger an til å bli et våtår. Mye av nedbøren kom i vinter og la seg som snø på fjellet. Snøen smeltet sent, men når den først smeltet, fylte vannkraftmagasinene seg raskt opp. På sensommeren og utover høsten var magasinene tilnærmet fulle. Disse værforholdene har gitt stort utslag på de norske kraftprisene i år.

Rekordlave priser i 2020

Den store nedbørsmengden er en av hovedårsakene til de historisk lave kraftprisene Norge har opplevd hittil i 2020. I sommer opplevde Sør-Norge i tillegg negative timespriser for første gang i historien. Dette fordi vi ble påvirket av negative priser i Tyskland og Danmark. Videre har vi sett en klar prisforskjell mellom Nord- og Sør-Norge, hvor prisene i sør til tider har ligget betraktelig lavere enn i nord. Dette er hovedsakelig fordi eksportkapasiteten ut av Sør- og Øst-Norge har vært lav i lengre perioder i vår og sommer. Reduserte eksportmuligheter har bidratt til mye innestengt kraft til tross for at vi har hatt full eksport på den kapasiteten som har vært tilgjengelig. (Les mer i [ukesrapportene](#) og [kvartalsrapportene](#) for kraftsituasjonen)



6.3 Alternativ utvikling i forbruk og produksjon gir andre kraftpriser

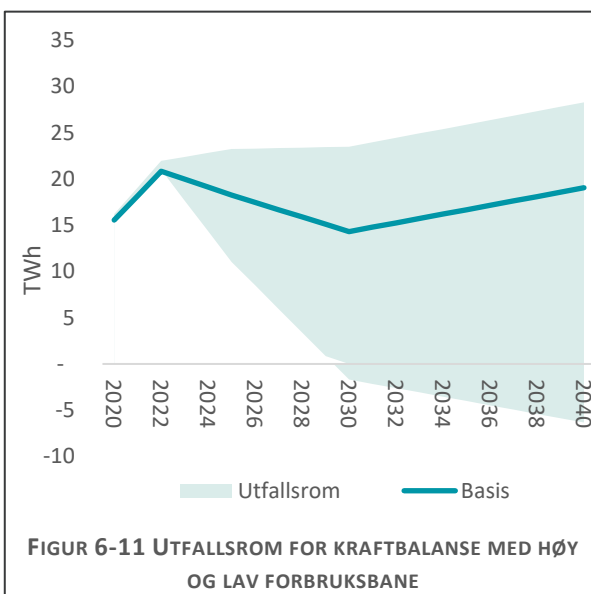
Som beskrevet i avsnitt 1.5 og 2.1.1 er det knyttet stor usikkerhet til hvordan kraftforbruk og vindkraftproduksjon i Norge kommer til å utvikle seg fremover. Større avvik fra det vi legger til grunn i basis vil, alt annet likt, gi merkbare utslag på norsk kraftbalanse.

6.3.1 Usikkerhet i norsk kraftforbruk

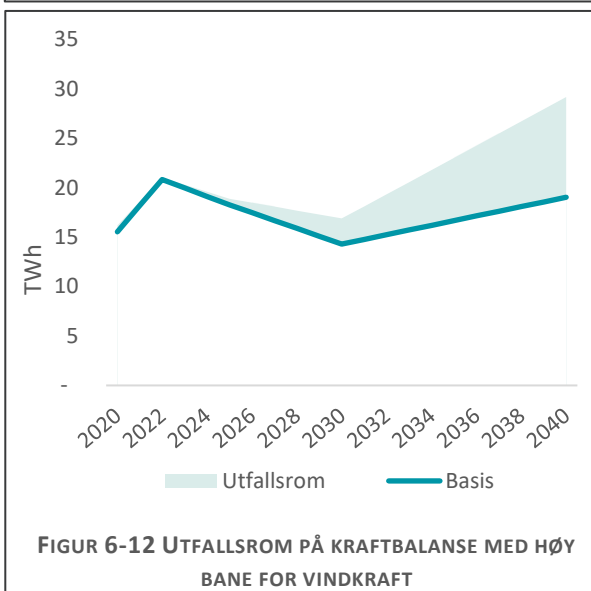
Med utgangspunkt i utfallsrommet for norsk kraftforbruk vist i Figur 1-4 har vi sett på hvilket utfallsrom dette gir for kraftbalansen, gitt alle andre forutsetninger lik basis. Utfallsrommet er vist i Figur 6-11. Det vi ser er at dersom alle nye planer for nye kraftkrevende industri kombinert med utstrakt elektrifisering blir realisert kan vi havne i en situasjon med kraftunderskudd etter 2030. Dette er illustrert i det nedre ytterpunktet av utfallsrommet i figuren. Det betyr at forbruket er større enn den norske kraftproduksjonen. Vi må dermed kjøpe mer kraft fra andre land enn vi selger. Vi vurderer en slik utvikling som lite sannsynlig. En ensidig rask vekst i kraftforbruket vil gi høyere kraftpriser i Norge enn det basisbanen vår gir, gitt andre forutsetninger lik basis. Høyere kraftpriser vil isolert sett føre til at det blir dyrere å etablere ny industri. Trolig vil de høye kraftprisene skape tilpasninger på forbruks- eller produksjonssiden, slik at det er mindre sannsynlig at vi havner i nedre del av utfallsrommet for kraftbalansen i Figur 6-11. Enten ved at det bygges ut mer fornybar kraft, eller ved at prisveksten legger en demper på antallet nye kraftintensive anlegg.

6.3.2 Mer vindkraft gir lavere priser og mindre sesongvariasjoner

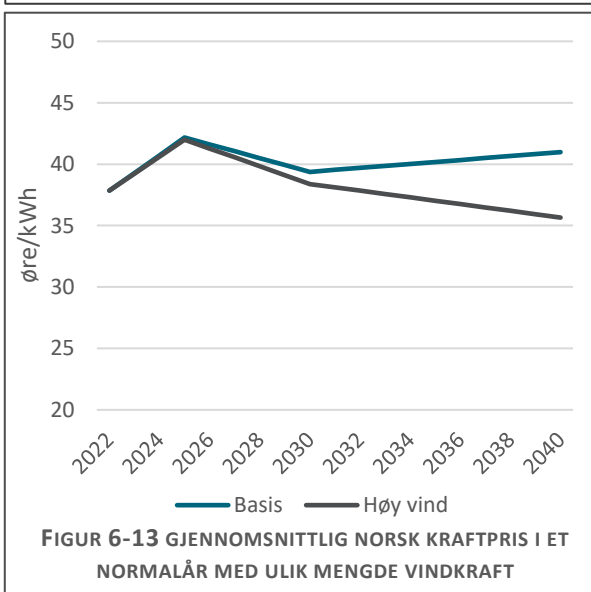
I Figur 2-3 viste vi et utfallsrom for norsk vindkraft. Dersom vi holder alle andre forutsetninger lik som i basisbanen vil dette gi et utfallsrom på norsk kraftbalanse, slik det er vist i Figur 6-12. Isolert sett vil mer vindkraft gi høyere kraftbalanse i Norge. Med økt kraftbalanse i Norge vil de norske kraftprisene falle. Både gjennomsnittlig årspris og sesongvariasjonene i kraftprisen blir påvirket om vi bygger ut mer vindkraft enn antatt i basisbanen. Som vist i Figur 6-13 vil gjennomsnittlig norsk kraftpris i et normalår kunne falle med rundt 5 øre/kWh i 2040 sammenliknet med basisbanen, om vindkraftproduksjonen øker med 13



FIGUR 6-11 UTFALLSROM FOR KRAFTBALANSE MED HØY OG LAV FORBRUKSBANE



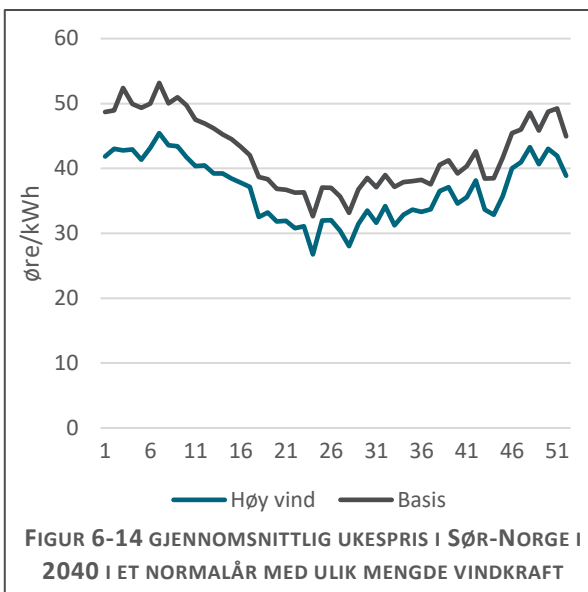
FIGUR 6-12 UTFALLSROM PÅ KRAFTBALANSE MED HØY BANE FOR VINDKRAFT



FIGUR 6-13 GJENNOMSITTIG NORSK KRAFTPRIS I ET NORMALÅR MED ULIK MENGDE VINDKRAFT

TWh. Siden det ofte er mer vind i vinterhalvåret, vil en økt vindkraftkapasitet gi mer kraftproduksjon om vinteren og dermed en større prisreduksjon i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret. Som vist i Figur 6-14 vil dette bidra til noe mindre sesongvariasjoner i kraftprisen i et normalår.

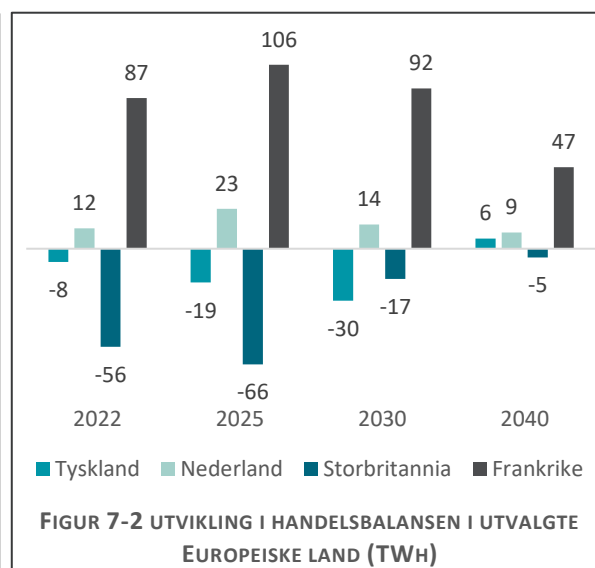
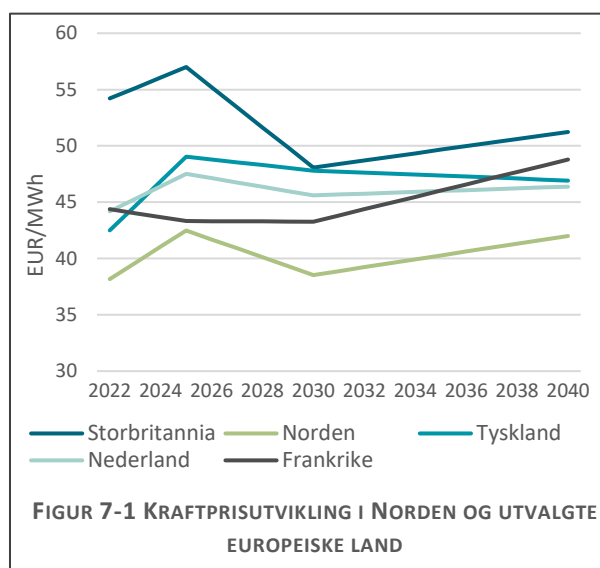
Det er viktig å understreke at det også for vindkraftproduksjon vil være lite sannsynlig med en økning uten at vi ser ringvirkninger i markedet. Med mer vindkraft vil lavere priser kunne skape insentiver til økt elektrifisering og utbygging av ny kraftkrevende industri. Det er derfor lite sannsynlig at det bygges ut mer vindkraft uten at det samtidig skjer en tilpasning på forbrukssiden som igjen vil påvirke kraftprisen.



7 Europa går inn i sitt mest krevende tiår

Frem til nå har Europa bygd ut en betydelig andel fornybar kraftproduksjon uten å fase ut den termiske grunnlastkapasiteten i kraft- og varmemarkedet. 2020-tallet er tiåret da mesteparten av kullkraften fases ut, og mye gass- og kjernekraft reduseres, i Europa.

Tyskland skal fase ut all kjernekraftkapasitet innen 2025, i tillegg til å fase ut all eksisterende kullkraft innen 2038. Mot 2030 antar vi at det ikke bygges ut tilstrekkelig fornybar kraftproduksjon til å dekke opp for den raske utfasingen. Dette innebærer at Europas største kraftmarked får en betydelig svekket kraftbalanse mot 2030, som vist i Figur 7-2. Sammenliknet med fjorårets analyse har vi justert opp havvindkapasiteten i Tyskland mellom 2030 og 2040, og justert landbasert vind ned mellom 2022 og 2040 (CleanEnergyWire, 2020). Redusert kapasitet i landbasert vind skyldes mangel på sosial aksept, utsatte prosjekter og forsinkelser i regelverk om virkninger av vindparker for lokalsamfunnet i Tyskland. Vi antar en økning i kapasiteten for sol- og vindkraft mellom 2030 og 2040, som bidrar til en positiv kraftbalanse i 2040. Med fallende kraftbalanse i starten av analyseperioden øker kraftprisen i Tyskland mer enn i de andre landene frem mot 2025, som vist Figur 7-1. Etter 2025 viser vår analyse at kraftprisen gradvis faller mot 2040. Dette skyldes økt andel fornybar kraftproduksjon etter 2025 og økt kraftbalanse etter 2030.



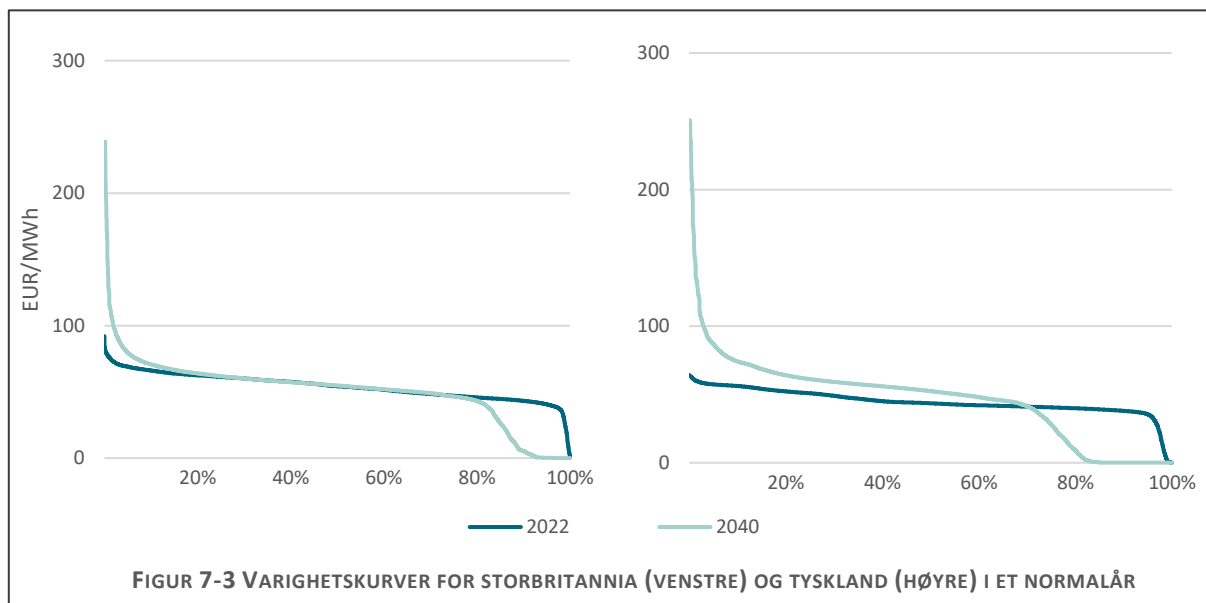
Vi anslår at Storbritannia vil ha et relativt stort kraftunderskudd frem mot 2025. Etter 2025 ser vi derimot at balansen øker kraftig. I motsetning til de fleste andre europeiske land antar vi at Storbritannia velger å øke kjernekraftkapasiteten mellom 2025 og 2040 som erstatning for utfasing av kullkraft. I tillegg planlegger landet å gjennomføre store investeringer i havvind mot 2030 (HM Government, 2020). Disse faktorene er med på å øke handelsbalansen mot slutten av analyseperioden. Med lav kraftbalanse ser vi at kraftprisen i Storbritannia ligger en del høyere enn på kontinentet i starten av analyseperioden. De høye prisene er også begrunnet med Storbritannias særegne CO₂-prisgulv. I dag er CO₂-prisgulvet med på å gjøre kullkraft dyrere å drifte enn gasskraft, noe som allerede har bidratt til store reduksjoner i britisk kullkraftproduksjon. Vi legger til grunn av Storbritannia faser ut kullkraft i løpet av 2025, og at CO₂-gulvet da blir avvirket. I kombinasjon med økt kraftbalanse resulterer dette i at kraftprisen faller betraktelig frem mot 2030.

Frankrike ender opp med det største kraftoverskuddet av de europeiske landene. De leverer strøm til flere omkringliggende land som har kraftunderskudd i deler av analyseperioden, blant andre Storbritannia og Tyskland. Fra 2025 ser vi likevel at kraftbalansen faller også i Frankrike. Dette har sammenheng med en kraftig reduksjon i kjernekraftproduksjon på om lag 100 TWh mellom 2025 og 2040 grunnet endt levetid på flere kraftverk. I tillegg er det noe redusert gasskraftproduksjon og økt forbruk i Frankrike utover i analyseperioden. Nederland får også et kraftoverskudd gjennom hele analyseperioden. Med økende forbruk og planlagt utfasing av kullkraft faller imidlertid overskuddet frem mot 2040. En jevn reduksjon av gasskraftproduksjon bidrar også til noe redusert kraftoverskudd etter 2025.

Vi forventer at prisene i Frankrike og Nederland vil ligge noe lavere enn i Tyskland og Storbritannia frem mot 2030. Økt andel sol- og vindkraft i begge land vil bidra til å dempe prisveksten som følger av høyere gass- og CO₂-pris. Mellom 2030 og 2040 vil derimot kraftprisen i både Frankrike og Nederland øke, og i Frankrike blir prisen høyere enn både den tyske og nederlandske i 2040. En tilnærmet halvering av fransk kraftbalanse mellom 2030 og 2040 bidrar til prisøkningen.

7.1 Lavpristimer i opp mot 20 prosent av tiden i Tyskland i 2040

Figur 7-3 viser varighetskurver for kraftprisen i Tyskland og Storbritannia i henholdsvis 2022 og 2040 i et normalår. Varighetskurvene er brattere i 2040 enn i 2022, noe som reflekterer at prisvariasjonen øker fremover. 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 eller blir negative. For Tyskland var dette tilfelle i omtrent 3 prosent av timene i 2019. Med våre forutsetninger vil dette kunne øke til omtrent 17 prosent av timene i 2040 når vi ser på et normalår. I Storbritannia er tallet noe lavere, men også her oppstår det nullpriser i 7 prosent av timene i 2040. Antall nullpristimer i 2040 er høyere i årets analyse sammenliknet med fjorårets, hovedsakelig på



grunn antagelsen om større mengder havvind i både Tyskland og Storbritannia. Dette trekker prisene ned mot null i timer med mye vind og lavt forbruk.

I tillegg til flere nullpriser, viser analysen også mer ekstreme pristopper i 2040. Med mer uregulerbar kraftproduksjon og mindre regulerbar kraft i systemet, må man i 2040 starte opp dyre reservekraftverk for å dekke forbruket i perioder med begrenset tilgang på uregulerbar produksjon. Det at den flate delen av varighetskurven heves noe i Tyskland har sammenheng med at det generelle prisnivået går opp og reflekterer at gass og CO₂-prisen har blitt høyere.

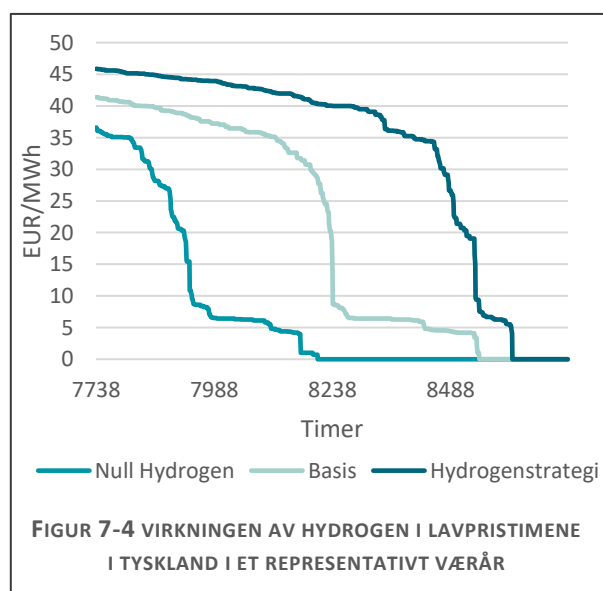
Figur 7-3 viser timespriser i et normalår, slik at i år med mer sol- og vindkraftproduksjon kan det bli flere nullpristimer enn vist i figuren. I år med mindre sol- og vindkraft kan det motsatt bli enkelttimer med høyere priser enn vist i figuren.

7.2 Hydrogensatsing vil løfte den europeiske kraftprisen

Vi ser et betydelig behov for nye kilder til fleksibilitet inn i det europeiske kraftmarkedet når termisk produksjon fases ut. I juli 2020 la EU-kommisjonen frem en hydrogenstrategi. Strategien er en viktig brikke i European Green Deal, og foreslår mål om 6 GW elektrolysekapasitet i 2024, og 40 GW i 2030 (EU-Kommisjonen, 2020). Vi har i en sensitivitetsanalyse undersøkt virkningene av en så rask utbygging av grønn hydrogenproduksjon i Europa på den europeiske kraftprisen, eksemplifisert ved kraftprisen i Tyskland. I vår basisbane har vi forutsatt 4 GW elektrolysekapasitet i 2030.

I gjennomsnitt øker kraftprisen i europeiske land med 9 prosent sammenliknet med basis, når vi øker elektrolysekapasiteten i sensitivitetsanalysen. Som Figur 7-4 viser, øker imidlertid prisen mye mer i enkelttimer. Figuren viser de siste 1000 timene i varighetskurven for tysk kraftpris i 2030. Timene med størst økning er typisk timer der annet forbruk er lavt, for eksempel på natten, eller timer der det produseres veldig mye uregulerbar sol- og vindkraft. Analysen viser dermed at grønn hydrogenproduksjon også kan bidra til mer lønnsomhet i fornybar energi, og til et mer balansert kraftmarked.

Vi får et strømforbruk til hydrogenproduksjon i Europa på 91 TWh i 2030 når vi legger EU-kommisjonens hydrogenstrategi til grunn, mot 14 TWh i vår basisbane.



Dersom hydrogen fra elektrolyse skal kunne omtales som grønt hydrogen, må strømmen som går med til å produsere den være fornybar. Prissensitiviteten vil sørge for at produksjonen i hovedsak vil legges til timer med overskudd av sol- og vindkraftproduksjon. Likevel får vi nærmere 7 prosent høyere utslipp fra kraftsektoren når vi legger inn mye hydrogen fra elektrolyse. Årsaken er at det i vår analyse fortsatt er en del fossil kraftproduksjonskapasitet igjen i Europa i 2030, og at en kraftig økning i hydrogenproduksjon også øker strømforbruket fra fossil kraftproduksjon noe. For at hydrogenproduksjonen i tråd med EU-kommisjonens hydrogenstrategi i realiteten skal være en helt utslippsfri løsning for industrien og transportsektoren, kreves en høyere andel fornybar kraftproduksjon i Europa i 2030 enn vi har lagt til grunn i årets analyse.

Referanser

- Agora Energiewende . (2020). *The European Power Sector in 2019*. Retrieved from <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-european-power-sector-in-2019/>
- Arbets- og Näringsministeriet. (2019). *Finland's Integrated Energy and Climate Plan*. Helsinki: Arbets- og Näringsministeriet. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi_final_necp_main_en.pdf
- BP. (2019). *Statistical Review of World Energy*. Retrieved August 08, 2019, from <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- Bundesamt für Energie BFE. (2020). *Schweizerische elektrizitätsstatistik 2019*. Bundesamt für Energie BFE.
- Clean Energy Wire. (2020). Germany raises offshore wind power target to 40 GW by 2040. Retrieved from <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-raises-offshore-wind-power-target-40-gw-2040>
- CleanEnergyWire. (2020). Germany raises offshore wind power target to 40 GW by 2040. Retrieved from <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-raises-offshore-wind-power-target-40-gw-2040>
- Climate, E. (2020). *Europe's Coal Collapse*. Retrieved from <https://ember-climate.org/project/coal-collapse/>
- Commission, E. (20). *National Climate and Energy Plans*. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en
- Commission, E. (2020). Impact assessment: Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Retrieved from https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_part2_en.pdf
- Commission, E. (2020). Press release: Commission raises climate ambition and proposes 55% cut in emissions by 2030. Retrieved from https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_20_1599
- Ember Climate . (2020). *Europe's Coal Collapse*. Retrieved from <https://ember-climate.org/project/coal-collapse/>
- Energiewende, A. (2020). *The European Power Sector in 2019*. Retrieved from <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-european-power-sector-in-2019/>
- Energimyndigheten. (2018). *Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem*. Bromma: Statens Energimyndighet Sverige. Retrieved from <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Test.ashx?ResourceId=5741>
- Energistyrelsen. (2019). *Analyseforudsætninger til energinet 2019*. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/analyseforudsætninger_til_energinet_2019.pdf
- Energistyrelsen. (2019). *Analyseforudsætninger til Energinet 2019*. Energistyrelsen.
- Energistyrelsen. (2019). *Framsrkning af solceller*. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/b9_solceller.pdf
- EU Kommisjonen. (2018). *Commission imposes binding obligations on TenneT to increase electricity trading capacity between Denmark and Germany*. Retrieved from https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_6722
- EU-Kommisjonen. (2018). *A Clean Planet for All*. Retrieved from <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*. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>
- EU-Kommisjonen. (2019). *Revidert elmarkedsdirektiv*. Brussel. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

- EU-Kommisjonen. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Brussels: EU Kommisjonen. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- EU-Kommisjonen. (2020). *Quarterly Report on European Electricity Markets*. EU Kommisjonen. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q_4_2019_final.pdf
- European Parliament and the Council. (2018). *Regulation on the Governance of the Energy Union and Climate Action*. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN>
- Eurostat. (2020). Energy from renewable sources (SHARES). Retrieved from <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>
- Eurostat. (2020, 6 9). Greenhouse gas emissions by source sector (source: EEA) [env_air_gge]. Eurostat. Retrieved 9 11, 2020
- Eurostat. (2020, 05 20). Production of electricity and derived heat by type of fuel [nrg_bal_peh]. Eurostat.
- Fennovoima. (2020). Quarterly update April-June 2020. Retrieved from <https://www.fennovoima.fi/en/news/quarterly-update-april-june-2020>
- Finansdepartement. (2020). *Nasjonalbudsjettet 2021*. Det kongelige Finansdepartement. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/contentassets/53adf7ea24b54e4a961005443231fd08/no/pdfs/stm202020210001000dddpdfs.pdf>
- Finansdepartementet. (2019). *Nasjonalbudsjettet 2020*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/contentassets/50d3a132b680411696facf5b5b9f8aaa/no/pdfs/stm201920200001000dddpdfs.pdf>
- Government of Netherlands. (2019, 06 04). *Bill submitted on minimum carbon price in electricity production*. Retrieved from Government of Netherlands: <https://www.government.nl/latest/news/2019/06/04/bill-submitted-on-minimum-carbon-price-in-electricity-production>
- HM Government. (2020, Mars). *Industrial Strategy - Offshore wind sector deal*. HM Government. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/790950/BEIS_Offshore_Wind_Single_Pages_web_optimised.pdf
- Horne, H., & Hole, J. (2019). *Hydrogen i det moderne energisystemet*. NVE. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf
- House of Commons Briefing Paper. (2018). *Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism*. Retrieved from <https://researchbriefings.parliament.uk/ResearchBriefing/Summary/SN05927>
- IEA. (2019). *World Energy Outlook*. Retrieved from <https://www.iea.org/weo2019/>
- IHS. (2020, February). European Power PLanning Case - Long term projections to 2050.
- IntercontinentalExchange. (2020, August 3). AP12 Rotterdam Coal Futures Q420. Retrieved from <https://www.theice.com/products/243/API2-Rotterdam-Coal-Futures/data?marketId=5016733&span=3>
- IntercotontinalExchange. (2020, August 3). Dutch TTF Gas Futures Q420. Retrieved from <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5667241&span=3>
- International, N. E. (2020). Nuclear power to 2030: Key countries. Retrieved from <https://www.neimagazine.com/features/featurenuclear-power-to-2030-key-countries-8017370/>

- NorskPetroleum. (2020). Energikalkulator. Retrieved from <https://www.norskpetroleum.no/kalkulator/om-kalkulatoren/>
- NVE. (2012). *Havvind: Strategisk konsekvensutredning*. NVE. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2012/rapport2012_47.pdf
- NVE. (2016). *Status og prognoser for kraftsystemet 2016*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_94.pdf
- NVE. (2019). *Faktaark om kostnader for havvind i Norge*. NVE. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf
- NVE. (2019). *Kraftproduksjon i Norden til 2040*. NVE. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_43.pdf
- NVE. (2019). Vindkraft - ikke forlenget frist for idriftsettelse etter 2021. Retrieved from <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-konsesjon/vindkraftanlegg-ikke-forlenget-frist-for-idriftsettelse-etter-2021/>
- NVE. (2020). *Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_18.pdf
- NVE. (2020). *Elektrifiseringstiltak i Norge - Hva er konsekvensene for kraftsystemet?* NVE. Retrieved from https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf
- NVE. (2020). *Hva er egentlig potensialet for opprusting og utvidelse av norske vannkraftverk?* NVE. NVE. Retrieved from https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_06.pdf
- NVE. (2020). *Turbinopprustinger kan øke produksjonen i norske vannkraftverk med fire terawattimer*. NVE. NVE. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_03.pdf
- NVE. (2020). *Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig*. NVE. NVE. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_50.pdf
- Olje- og Energidepartement. (2020). *Meld. St. 28 (2019-2020) Vindkraft på land - endringer i konsesjonsbehandlingen*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/?ch=1>
- Oljedirektoratet, NVE, Petroleumstilsynet, Miljødirektoratet. (2020). *KraftFraLand*. Oljedirektoratet.
- Organization, World Nuclear. (2020). Nuclear Power in France. Retrieved from <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
- Statens Energimyndighet. (2019). *Svenarier över Sveriges energisystem 2018*. Retrieved from <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc>
- Statens Energimyndighet. (2020). *Kortsiktsprognos sommaren 2020 - Energianvändning och energitillförsök år 2018-2023*. Retrieved from <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc>
- Statnett. (2019). *Et elektrisk Norge - fra fossilt til strøm*.
- Svensk Vindenergi. (2020). *Statistics and forecast - Q4 2019*. Retrieved from <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/02/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-feb-2020-FINAL.pdf>
- Teollisuuden Vioma Oyj (TVO). (2019). *OL3 EPR's regular electricity generation starts in March 2021*. Retrieved from <https://www.tvo.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangerelases/2020/ol3eprsregularelectricitygenerationstartsinmarch2021.html>
- Østenby, A. M. (2019). *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa*. NVE. NVE. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf

Vedlegg

1 Definisjoner

Varighetskurve: En varighetskurve viser timespriser i et år, eller i en annen gitt tidsperiode, sortert fra høyeste til laveste pris. Dette gir et oversiktlig bilde på prisvariasjonen i perioden.

Normalår: Med et normalår mener vi et gjennomsnittlig værår. I våre analyser bruker vi værdata fra 30 værår i perioden 1981-2010, og gjør simuleringer med værdata fra hvert av disse værårene. Når vi skal finne resultatene i et *normalår* beregner vi kraftpris og andre størrelser for hvert av de 30 værårene, før vi deretter beregner gjennomsnittet over alle værårene. Kraftprisen i et normalår er dermed gjennomsnittlig kraftpris over de 30 simulerte værårene, ikke kraftprisen i et gjennomsnittlig værår. Værårene som utgjør referanseperioden skal oppdateres neste år, og vil da inneholde årene 1991-2020.

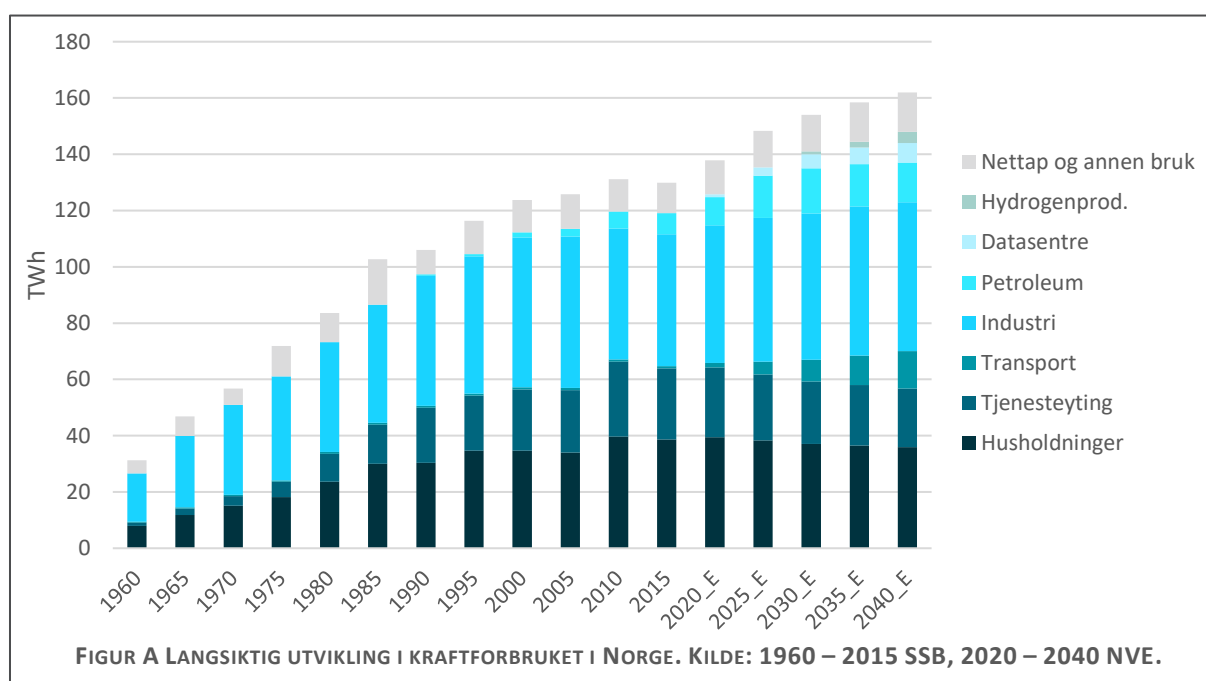
Kraftbalanse: Et mål på hvor mye kraft som produseres, sett opp mot hvor mye kraft som brukes i et område. Kraftoverskudd betyr at det produseres mer kraft enn det brukes. I kraftbalansen er det korrigert for årlige variasjoner i tilgang på vann til kraftproduksjon og temperaturer som påvirker strømforbruk til oppvarming.

2 Kraftforbruket i Norge i et langsiktig perspektiv

Selv om vi forventer en betydelig økning i kraftforbruket i Norge mot 2040, har veksten vært større før. Fra 1960 til år 2000 ble kraftforbruket i Norge firedoblet, fra 31 TWh til 124 TWh. Denne utviklingen er vist i figur A. Kraftkrevende industri vokste i takt med utbygging av vannkraften i Norge. Oppvarming i boliger og yrkesbygg ble elektrisk, og det kom stadig flere elektriske apparater inn i norske hjem og arbeidsplasser.

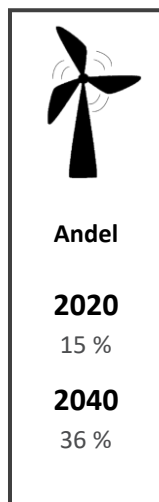
Fra årtusenskiftet stoppet veksten i kraftforbruket opp. Fjernvarme ble bygd ut og dekket en stadig større andel av oppvarmingsbehovet i boliger og yrkesbygg. Fra midten av 2000-tallet startet i tillegg en nedgang i treforedling og i metallindustrien og bunnen ble nådd under finanskrisen i 2009. Petroleumsnæringen vokste frem som en ny kraftkrevende næring fra slutten av 2000-tallet. Gassanlegget på Nyhamna startet opp i 2007 og gassanlegget på Melkøya i 2009. I tillegg har flere nye felt på sokkelen fått strøm fra land. Elektrifisering av petroleumsnæringen er en viktig grunn til at kraftforbruket i Norge har steget de siste ti årene.

Fremover forventer vi ny sterk vekst i kraftforbruket, drevet av elektrifisering av transport, elektrifisering av sokkelen, ny industri, datasentre og produksjon av hydrogen.



3 Kraftproduksjon i Europa

3.1 Sol- og vindkraft utgjør halvparten av produksjonsmiksen i 2040

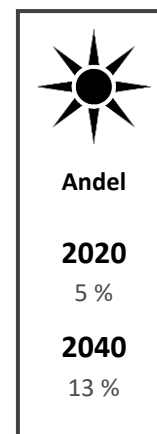


I årets analyse legger vi til grunn til sammen rundt 1 800 TWh produksjon fra vindkraft og solkraft i våre modellerte land i 2040. Vindkraft- og solkraftproduksjon øker dermed med 250 TWh i 2040 sammenliknet med fjorårets analyse. Til sammen vil kraftproduksjon fra sol og vind utgjøre opp mot 50 prosent av total kraftproduksjon i Europa i 2040.

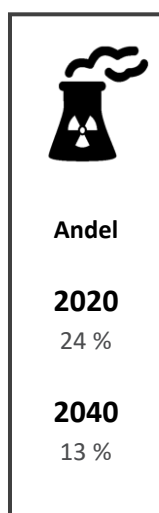
Kildene fra IHS (IHS, 2020) som vi legger til grunn for vindkraftkapasitet i Tyskland og Nederland, antar noe saktere utvikling i vindkraftutbygging på land sammenliknet med i fjor. Dette skyldes at man observerer mangel på sosial aksept, utsatte prosjekter og forsinkelser i regelverk om minimumsavstand til vindparker og støykrav. I Nederland veies reduksjonen i vindkraftkapasitet opp mot at det bygges ut mer solkraft. I Tyskland motvirkes en tregere vindkraftutbygging på land av en økning i solkraft, gasskraft og havbasert vindkraft, som innebærer at den totale produksjonen i Tyskland er nærmest uendret i 2040. Ifølge Tysklands reviderte lov om havvind (Clean Energy Wire, 2020) setter tyske myndigheter et mål om 20 GW havvind i 2030 og 40 GW havvind i 2040. Med bakgrunn i ambisjonsøkningen på havvind legger vi til grunn betydelig mer kapasitet i havvind i Tyskland i årets analyse sammenliknet med i fjor.

Vi legger også til grunn mer kapasitet i havvindproduksjon i Storbritannia i årets analyse sammenliknet med i fjor. Antakelsen er basert på at britiske myndigheter i 2019 inngikk en avtale med sin egen vindkraftindustri om å realisere ytterligere 20 GW havbasert vind innen 2030 (HM Government, 2020). Hvis vi sammenlikner med fjorårets analyse øker produksjonen av vindkraft i Storbritannia gjennom hele analyseperioden, og innebærer en økning på omtrent 30 TWh i 2040.

Solkraftproduksjonen har økt mest i Frankrike, Spania og Italia sammenliknet med fjorårets analyse. Av de modellerte landene har Spania høyest andel solkraft i 2040, hvor nærmere 30 prosent av landets kraftproduksjon kommer fra solkraft. I mange land går utvikling og installasjon av solkraft raskere enn tidligere antatt. For eksempel har Polen i løpet av årets første syv måneder installert om lag 1 GW med solkraftkapasitet. Vi forventer at Polen når en kapasitet på rundt 2,5 GW innen utgangen av 2020, og at de når målet om 7,8 GW for 2030 allerede på midten av 2020-tallet.



3.2 Kjernekraftandelen blir mindre i Europa, men forblir en viktig grunnlast

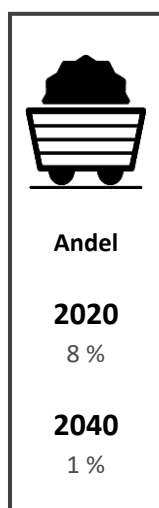


Gradvis utgjør kjernekraft en mindre andel av kraftmiksen utover analyseperioden, men vil fortsette å være en viktig grunnlast i det europeiske systemet i 2040. I 2040 utgjør fortsatt kjernekraft en betydelig andel av kraftsystemene til Frankrike, Finland, Sverige og Storbritannia.

Utover 2020-tallet faller andelen kjernekraft i det europeiske kraftsystemet gradvis, og skyldes i hovedsak politiske beslutninger i flere europeiske land om å redusere kjernekraftkapasiteten. I Tyskland har myndighetene besluttet at all kjernekraft skal være faset ut innen 2022. I april 2019 kom franske myndigheter til enighet om en planlagt reduksjon i kjernekraftkapasitet de neste 15 årene. Dette innebærer at kjernekraft skal utgjøre maksimalt 50 prosent av det franske kraftsystemet i 2035 (Organization, World Nuclear, 2020). Til sammenlikning hadde Frankrike en årlig kraftproduksjon på 580 TWh i 2018, der kjernekraft utgjorde om lag 70 prosent. I Belgia skal all eksisterende kjernekraft fases ut mellom 2022 og 2030 (International, 2020). I 2018 ble det produsert 28,6 TWh kjernekraft i det belgiske systemet, som utgjorde i underkant av 40 prosent av Belgias totale kraftforsyning (Eurostat, 2020). I vår analyse fjerner vi all kjernekraftkapasitet innen 2030, som blant annet erstattes med sol- og vindkraftkapasitet.

Dette innebærer at til tross for nedleggelsen av kjernekraft øker det belgiske kraftsystemet med omtrent 15 GW fra 2020 til 2040 i vår analyse. I Storbritannia er det imidlertid politisk vedtatt å beholde kjernekraft som en viktig del av kraftsystemet. I årets analyse legger vi til grunn en økning i kjernekraftproduksjonen med om lag 30 TWh fra 2020 til 2040. Dette innebærer at kjernekraftproduksjon utgjør 23 prosent av Storbritannias totale produksjon i 2040 i vår analyse.

3.3 Kullkraft fases nærmest helt ut fra det europeiske kraftsystemet innen 2040



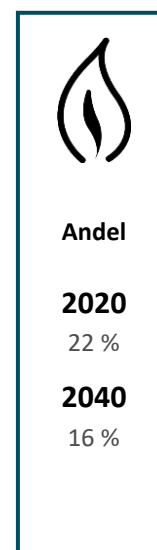
I likhet med fjorårets analyse legger vi til grunn en utfasing av kullkraftproduksjon i Europa mot 2040. En ambisiøs utslippspolitik i land som tradisjonelt har brukt mye kullkraft som Tyskland, Storbritannia og Nederland, bidrar til denne utviklingen. Eksempler på dette er forbudet mot bruk av kull i den nederlandske kraftsektoren etter 2030 og tyske myndigheters avgjørelse om å gradvis stenge ned eksisterende kullkraftkapasitet innen 2038. I tillegg bidrar en høyere CO₂-pris til at kostnaden til kullkraftproduksjon øker og aldrende kraftverk legges ned. I årets analyse er det kun Polen og Tsjekkia som har en betydelig andel kullkraft igjen i sine kraftsystemer i 2040.

Økningen i CO₂-prisen i årets analyse bidrar isolert sett til at marginalkostnaden ved å kjøre kullkraftverkene øker, sammenliknet med marginalkostnaden ved å kjøre gasskraftverkene. Til tross for økte kostnader knyttet til bruk av kull øker kullkraftproduksjonen i Tyskland og utgjør 11 prosent av Tysklands totale produksjon i 2025, men tilsvarer kun et par prosentpoengs økning sammenliknet med fjorårets analyse. Vi ser den samme effekten i det nederlandske kraftsystemet. kullkraftproduksjon utgjør 19 prosent i 2025. I Nederland innebærer dette en økning i andelen kullkraft på 11 prosentpoeng i 2025. Økningen skyldes blant annet at vi har redusert kapasiteten i landbasert vindkraft gjennom hele analyseperioden sammenliknet med fjorårets analyse i begge land.

3.4 Produksjon fra gasskraft faller gradvis mot 2040

I likhet med fjorårets analyse legger vi til grunn en svak reduksjon i gasskraftproduksjon utover analyseperioden. Likevel vil gasskraft fortsatt være viktig for å balansere det europeiske kraftsystemet mot 2040. Gasskraft har lavere klimagassutslipp per produserte enhet strøm enn kullkraftverk. Hvor mye gasskraft som produseres i en gitt periode sammenliknet med kullkraft, vil i stor grad avhenge av forholdet mellom gassprisen og kullprisen. Gasskraft kombinert med CO₂-fangst- og lagring (CCS) blir ofte omtalt som en overgangsløsning fra et fossilt til et fornybart kraftsystem i Europa. Gasskraft kan bidra til å balansere systemet i de timene der det ikke er vindkraft eller solkraft tilgjengelig, men vil bli utfordret av fleksibilitets- og lagringsløsninger som batterier og fleksibelt forbruk.

De fleste av våre modellerte land har noe gasskraft igjen i produksjonssammensetningen i 2040, og samlet sett utgjør andelen kraftproduksjon fra gass et par prosentpoeng lavere i 2040 sammenliknet med fjorårets analyse. Til tross for at den generelle trenden i Europa er at fossil kraftproduksjon reduseres, vil andelen kraftproduksjon fra gass øke mot 2040 i enkelte land som Belgia, Polen og Tsjekkia. I disse landene bygges det ikke ut tilstrekkelig fornybar kraft til å møte reduksjon i kjernekraft og kullkraft.



3.5 CO₂-utslipp

Med våre antakelser om CO₂- og brenselpriser vil gasskraft ha lavere produksjonskostnader enn kullkraft gjennom hele analyseperioden. Basisbanen for CO₂-prisen ligger rundt gjennomsnittet av prisforventningene til Point Carbon Refinitiv, IEA, Wattsight og IHS. Disse prisforventningene peker i retning av en økende CO₂-pris mot 2040⁵, men hvilket nivå prisen vil ligge på er det noe uenighet om og varier mellom 20 og 45 €/tonn CO₂ i 2040.

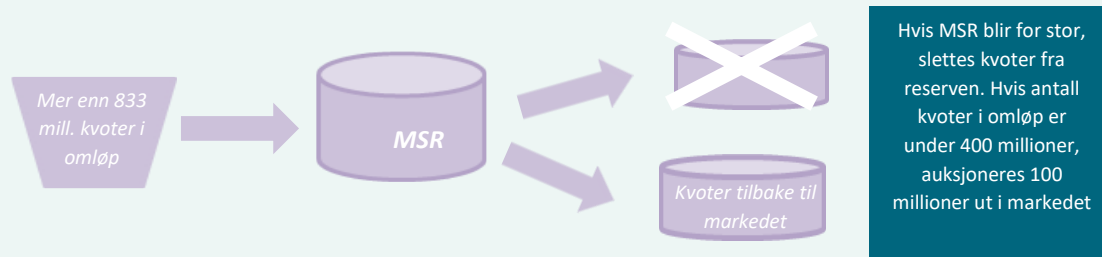
GULV OG PÅSLAG PÅ CO₂-PRISEN

I **Nederland** har vi lagt inn et prisgulv på 12,30 €/tonn i 2020, som gradvis øker til 31,90 €/tonn i 2030 og holder seg der ut analyseperioden. (Government of Netherlands, 2019)

I liket med fjorårets analyse legger vi til et påslag på 21 €/tonn på CO₂-prisen i **Storbritannia** (House of Commons Briefing Paper, 2018). Påslaget forutsetter et prisgulv, og vi legger til grunn at dette CO₂-prisgulvet fjernes når kullkraften er nedlagt i sin helhet i perioden mellom 2025 og 2030. Vi har derfor fjernet CO₂-prisgulvet etter 2025 i vår analyse. Dette er en usikker antagelse om en viktig prisdriver.

MARKEDSTABILISERINGSRESERVEN (MSR) OG FREMTIDENS KVOTEBEHOLDNING

Hvis det totale tilbudet av kvoter tilgjengelig i markedet overstiger 833 millioner per april i inneværende år skal 24 prosent av totalt antall kvoter i omløp settes inn på reserven. Hvis det totale tilbudet av kvoter tilgjengelig i markedet faller under 400 millioner tas kvoter ut av MSR. Hvis MSR blir større enn totalt antall kvoter auksjonert bort året før, slettes et bestemt antall kvoter fra reserven fra og med 2023.



EU-kommisjonen skal revidere rammene for kvotemarkedet i 2021. I utgangspunktet skal den prosentvise satsen på hvor mange kvoter som skal settes inn på reserven justeres ned fra 24 til 12 prosent fra og med 2021. I forbindelse med Green Deal har EU-kommisjonen annonsert at de vil justere opp EUs felles klimamål fra 40 prosent reduksjon til 55 prosent reduksjon innen 2030. Økte klimaambisjoner for 2030 kan innebære at EU-kommisjonen endrer rammene for kvotemarkedet, slik at det kuttes flere utslipp i kvotepliktig sektor innen 2030 enn det som ble lagt til grunn med et mål om 40 prosent reduksjon. For eksempel kan EU-kommisjonen beholde den prosentvise satsen på hvor mange kvoter som skal settes inn på reserven på 24 prosent, eller heve den ytterligere, for å redusere tilbudet av kvoter og stimulere til større utslippskutt.

⁵ Unntaket er prisforventningene til Point Carbon Refinitiv, som forventer et gradvis fall mot 2030 men deretter en økning

4 Metode

NVE modellerer 19 europeiske land i Nord- og Vest-Europa. Disse utgjør rundt 2/3 av den europeiske kraftforsyningen. I våre analyser av europeisk kraftproduksjon og kraftforbruk har vi mest fokus på Norden, Tyskland, Nederland, Frankrike og Storbritannia. Norge har, eller vil snart få, overføringsforbindelser til Nederland, Tyskland og Storbritannia som gjør utviklingen i disse landene interessant for våre analyser.



FIGUR B – DE 19 MODELLERTE LANDENE I VÅRE ANALYSER

Vi benytter oss av tre ulike optimeringsmodeller 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.

4.1 Fremskriving av produksjon i Norden

For landene i Norden har vi oppdatert produksjonsfremskrivingene som ble brukt i fjorårets kraftmarkedsanalyse. Disse er grundig beskrevet i Kraftproduksjon i Norden til 2040 (NVE, 2019). For norsk kraftproduksjon har NVE gjort egne analyser basert på kjente utbyggingsplaner og potensialer. For Sverige, Danmark og Finland er produksjonsfremskrivingene så langt som mulig basert på prognoser fra energimyndighetene og analyser som energimyndighetene har brukt som grunnlag for nettplasslegging og nasjonale energi- og klimaplanene. I noen tilfeller har det vært nødvendig å supplere med vurderinger fra systemoperatører og andre aktører. Vi har også måttet gjøre noen egne vurderinger og justeringer, for å sikre et konsistent datasett for alle landene i Norden.

4.2 Fremskriving av forbruk i Norden

Vi gjør en grundigere analyse av kraftforbruket i Norge, enn utenfor Norge. Det brukes derfor ulike metoder for fremskriving av kraftforbruk i Norge og i EU. Kraftforbruket i Norge kan overordnet deles inn i 4 hovedkategorier; bygninger, transport, industri og hydrogenproduksjon.

Bygninger omfatter kraftforbruk i husholdninger og yrkesbygg innen tjenesteytende næringer. Fremskriving av energibehov gjøres ved hjelp av en byggmodell utviklet av NVE. Energiforbruket legges inn i energimodellen TIMES. TIMES brukes til å finne den kostnadsoptimale energibruken i bygg. Teknisk forskrift for bygg, energikrav til elektriske apparater og belysning, virkningsgrad i oppvarmingsutstyr, rater for riving, nybygging, rehabilitering og endringer i utetemperatur er viktige faktorer i fremskriving av energibruk i bygninger. Strengere energikrav i teknisk forskrift, mer energieffektive elektriske apparater og belysning, bedre oppvarmingsutstyr og forventninger om høyere utetemperatur, gjør at vi forventer nedgang i kraftforbruket i bygninger mot 2030 og 2040.

Transport fremskrives ved at vi først beregner energibehovet målt i antall kjørte kilometer. Energiforbruket mates inn i TIMES, som finner den kostnadsoptimale fordelingen av teknologier. På grunn av dagens støtteordninger for batterielektriske kjøretøy, kommer elbiler gunstig ut i TIMES-modellen. Vi vet ikke hvor lenge dagens støtteordninger vil fortsette, men antar at elektriske kjøretøy blir stadig bedre og er konkurransedyktige med fossile kjøretøy uten støtte innen 2030. Det årlige nybilsalget begrenser hvor raskt bilparken kan skiftes ut. Vi har i årets analyse lagt til grunn at elbiler vil stå for 90 prosent av nybilsalget for personbiler i 2025 og 95 prosent i 2030. For andre typer kjøretøy går overgangen til batterielektriske motorer noe saktere, men vi tror at i 2040 vil batterielektriske kjøretøy dominere veitransporten i Norge. For tunge kjøretøy og skip, tror vi hydrogen kan bli et utslippsfritt alternativ. Vi prøver å være konsistente med nasjonale fremskrivinger av klimagassutslipp i våre fremskrivinger av kraftforbruk til transport.

Industri er den tredje hovedkategorien kraftforbrukere. Denne kategorien omfatter alt fra kraftintensiv industri, ikke-kraftintensiv industri, petroleumsnæringen, store datasentre, landbruk, bygg og anlegg. De ulike underkategoriene blir fremskrevet ulikt.

Kraftintensiv industri og petroleumsnæringen består av store anlegg. Nye anlegg kategoriseres i fire nivå:

1. Anlegg under bygging
2. Anlegg som er vedtatt å bygge, men der arbeidet ikke har startet
3. Kjente nye prosjekter som er kommet langt i planleggingen, men der utbygging ennå ikke er vedtatt
4. Kjente umodne prosjekter

Nye anlegg, eller utvidelser under kategori 1 og 2 tas alltid med i basisbanen i vår forbruksfremskriving. Prosjekter i kategori 3 tas delvis med. Mange av prosjektene under kategori 3 har ofte lang vei frem til full drift og er derfor hovedsakelig med fra 2030 i våre fremskrivinger. Prosjektene i kategori 4 er ikke med i våre fremskrivinger, men prosjekter vi følger med på. Kraftforbruket til nye anlegg innen kraftintensiv industri og petroleumsnæringen er i stor grad basert på bedriftenes egne anslag. Bedriftene innen petroleumsnæringen gjør også egne fremskrivinger av kraftforbruk, som vi benytter i våre fremskrivinger.

For datasentre er det få prosjekter innen kategori 1 og 2. Vi vet likevel at det er mange planer om bygging av datasentre og antar at det kommer noen større datasentre mot 2030 og 2040. På bakgrunn av disse antagelsene har vi lagt inn en gradvis økning i strøm til datasentre mot 2040. Så snart det vedtas bygging av et stort datasenter legges dette inn i våre fremskrivninger på samme måte som for kraftintensiv industri.

For ikke-kraftintensiv industri, landbruk, bygg og anlegg gjøres det ikke like omfattende analyser. Vi antar likevel at det også i disse næringene vil være en utfasing av fossil energi til varme og overgang fra fossile kjøretøy til batterielektriske kjøretøy. Dette vil gi vekst i kraftforbruket.

Hydrogen er den siste kategorien. Strøm til produksjon av hydrogen har fått et større fokus i årets analyse enn tidligere. Vi har fått frem forbruksprofilen for hydrogenbruk i hvert enkelt land ved å gjøre modellkjøringer og se til hvilke tider elektrolysekapasiteten slår inn dersom den er prissensitiv. Prissensitiviteten har vi koblet til en tenkt pris for blått hydrogen, altså hydrogen fra naturgass med karbonfangst. Storskala produksjon av hydrogen tror vi tar litt tid og er mest aktuelt etter 2030

4.3 Fremskriving av forbruk og produksjon i Europa

For de europeiske landene utenfor Norden har vi tatt utgangspunkt i oppdaterte fremskrivninger fra IHS når vi ser på utviklingen i kraftproduksjon mot 2040 (IHS, 2020). I Storbritannia har vi lagt nasjonale fremskrivninger til grunn for fremskriving av kraftproduksjon. I utvalgte land som Tyskland, Frankrike og Nederland har vi vurdert IHS sine antakelser opp mot landenes nasjonale energi- og klimaplaner. Vi har også sett grundigere på utviklingen i kraftsystemet og i bruken av fornybare energikilder i disse landene inkludert i Storbritannia. Tyskland, Frankrike og Nederland står for over 40 prosent av kraftforbruket og nesten 40 prosent av kraftproduksjonen i Europa (BP, 2019). I tillegg bygges det overføringsforbindelser fra Norge til Tyskland og Storbritannia, som gjør at utviklingen i disse landene har betydning for det norske kraftsystemet.

Også på forbrukssiden har vi lagt IHS sine fremskrivninger til grunn, med noen mindre justeringer. Dette gjelder for alle våre 19 modellerte land, med unntak av Norge der vi gjør egne forbruksfremskrivninger. Data for historisk utvikling i kraftforbruk fra Eurostat er også viktige kilder for våre fremskrivninger for Europa. Vi bruker også landenes egne energi- og klimaplaner som grunnlag for våre fremskrivninger. Til slutt bruker vi lokal kunnskap om de enkelte land.

Den store trenden i europeisk energibruk er overgangen fra fossil energi til fornybar energi og strøm. Fyringsolje og kull fases ut i bygg og i industri, mens det i transportsektoren er en begynnende overgang til batterielektriske kjøretøy. Til sammen gir dette en oppgang i kraftforbruket i EU og Sveits mot 2040. Produksjon av hydrogen, datasentre og ny industri bidrar også til denne oppgangen.

4.4 CO₂- og brenselpriser

I hovedsak tar vi utgangspunkt i forutsetningene for CO₂-og brenselpriser fra fjorårets analyse, og vurderer om disse forutsetningene burde endres i årets analyse. Vi vurderer antakelsene våre om CO₂- og brenselpriser ved å samle inn fremskrivninger fra ulike analysemiljøer og beskrivelser av utviklingen i markedene. Så langt det er mulig bruker vi oppdaterte analyser som har blitt offentliggjort etter fjorårets analyse ble ferdigstilt. I tillegg undersøker vi status i markedene for kvoter, kull og gass og ser på informasjonen terminkontraktene kan gi for de nærmeste årene. På denne måten oppdaterer vi oss på om det finnes ny informasjon som tilsier endringer i fundamentale drivere i CO₂- og brenselmarkedene.

4.5 Batterier og forbruksfleksibilitet

Når det kommer til fremskriving av fleksibilitet, er dette et komplisert tema som vi kommer til å måtte jobbe mye med fremover. I tillegg til fleksibel kraftproduksjon har vi i våre analyser inkludert fleksibilitet fra batterier koblet

til kraftnettet, og fleksibelt forbruk. Fremskrivingene av hvor mye batterikapasitet som kommer er basert på tall fra IHS (IHS, 2020), i tillegg til egne vurderinger.

For å simulere forbrukerfleksibilitet har vi lagt inn en egen kategori med batterier. Flyttingen av energi over døgnet med disse batteriene vil slå ut i modellen på samme måte som flytting av alminnelig strømforbruk. Vi har gjort egne antagelser om hvor mye av forbruket som vil være fleksibelt.

5 Hovedtall fra NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse

	Scenario	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Tyskland	Nederland	Frankrike	Storbritannia
Snittpris (øre/kWh)	B2022	38	37	37	35	44	44	44	54
	B2025	42	42	41	43	49	47	43	56
	B2030	39	37	35	47	47	45	43	48
	B2040	41	41	41	44	46	46	48	51
	H2022	44	43	42	45	52	52	51	61
	H2025	49	49	47	55	57	55	48	63
	H2030	46	43	41	51	56	53	49	55
	H2040	48	48	48	53	54	53	56	59
	L2022	30	29	29	33	34	35	36	46
	L2025	31	31	30	35	36	35	33	45
	L2030	27	25	24	31	33	32	30	33
	L2040	25	25	25	29	29	29	30	31
Produksjon (TWh)	B2020	156	166	75	38	579	128	570	303
	B2022	163	171	87	42	574	125	576	290
	B2025	167	176	89	44	573	138	605	286
	B2030	169	183	97	52	586	137	616	349
	B2040	182	177	90	65	701	155	645	387
Forbruk (TWh)	B2020	137	142	86	37	566	112	481	332
	B2022	142	145	87	37	571	113	485	335
	B2025	149	149	90	38	578	114	490	340
	B2030	155	153	93	41	591	119	508	354
	B2040	163	163	101	57	641	136	571	376
Kraftbalanse (TWh)	B2020	19	24	-11	1	0	16	84	-38
	B2022	21	26	0	6	-8	12	87	-56
	B2025	18	28	-1	7	-19	23	106	-66
	B2030	14	31	4	11	-30	14	92	-17
	B2040	19	14	-11	8	6	9	47	-5

TABELL A HOVEDTALL FRA NVE SIN LANGSIKTIGE KRAFTMARKEDSANALYSE

Merknader til Tabell A

- (i) Forbruks- og produksjonstall for 2020 for de nordiske landene er egne fremskrivninger, mens for de resterende modellårene presenterer vi modellresultater.
- (ii) Når vi presenterer tall for 2020, er dette (1) tall ved utgangen av 2020 og (2) beregnede tall som sier hvordan situasjonen ville ha vært i 2020 i et normalt værår. Avvik i differanser skyldes avrunding.
- (iii) For Tyskland, Nederland, Frankrike og Storbritannia presenterer vi forbrukstallene vi legger inn i modellen (input), mens på produksjon presenterer vi modellresultater (output). Forbruk som genereres i modellen (bl.a. forbruk til pumpekraft, som er prissensitivt forbruk) inngår ikke i *Forbruk (TWh)* i tabellen, og *Kraftbalanse (TWh)* vil derfor ikke være lik *Produksjon (TWh)* minus *Forbruk (TWh)* i Tabell A.

NVE Rapport nr. 37/2020

Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040

Redaktør: Ingvild Vestre Sem

Forfatter: Ingvild Vestre Sem, Jarand Hole, Frida H. Aulie, Dag Spilde, Fredrik Arnesen, Silje Jelsness, Eirik Veirød, Carl Andreas Veie, Maria Sidelnikova, Mette Eltvik Henriksen, Astrid Gunhild Stavseng

Forsidefotofotograf: NVE

ISBN: 978-82-410-2072-8

ISSN: 1501-2832

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 10

Sammendrag: I langsiktig kraftmarkedsanalyse vurderer vi utviklingen i kraftmarked frem mot 2040, for Norge, Norden og Europa. I vår basisbane øker den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge svakt frem mot 2040. Dette er hovedsakelig som følge av økte priser på gass og CO₂-kvoter gjennom analyseperioden. Forbruksøkning og endret produksjonssammensetning preger også prisutviklingen fremover. Kullkraft fases ut i Europa og erstattes av sol- og vindkraft. Mindre fleksibel kraftproduksjon skaper behov for nye kilder til fleksibilitet, som batterier, hydrogen og fleksibelt forbruk fra husholdninger og næringsbygg.

Emneord: Kraftmarked, Kraftmarkedsanalyse, Kraftpris, Forbruksfremskriving, Produksjonsfremskriving, fleksibilitet

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95

E-post: nve@nve.no

Internett: www.nve.no

oktober, 2020



NVE

Middelthunsgate 29
Pb. 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: + 47 22 95 95 95

Følg oss på www.nve.no

Foto: NVE