

Lavutslippsscenario Norge

Klimamålene
gir signal om et
taktskifte | s. 10

Kraftforbruket
øker i alle våre
scenarier | s. 19

Regulerbar
vannkraft
blir enda mer
verdifull | s. 26

Lavere vekst
i vindkraft på land
framover | s. 28



Sted: Björkhöjden Vindpark, Sollefteå, Sverige

Scenarier for den norske energiomstillingen

Innhold

Forord	4
Hovedfunn	6
Bakgrunn	8
Globale utviklingstrekk setter rammene for den norske energiomstillingen	9
Klimamålene gir signal om et taktskifte	10
Norge har svært gode muligheter til grønn industrivekst sammenlignet med andre land	10
Grønn omstilling gjør kraft viktigere	11
Norsk kraftproduksjon kan ikke alltid dekke norsk forbruk – det nordiske kraftmarkedet er viktig	12
Lave kostnader er grunnlaget for et konkurransedyktig energisystem	14
Analysemetode, scenariodefinsjon og forutsetninger	16
Modellverktøy	16
Usikkerhet og sensitivitetsanalyser	16
Scenariobeskrivelser og forutsetninger	17
Analyseresultater: Energiomstillingen i Norge	18
Energibruk: Kraftforbruket øker i alle våre scenarier	19
Transportsektoren: Både enkle og vanskelige utslippskutt	22
Industrien: Kraftbehovet kan mer enn dobles til 2050, men utfallsrommet er stort	24
Kraftproduksjon: Behov for rask utbygging av fornybar kraft	26
Vannkraft: Flexibiliteten blir enda mer verdifull	26
Vindkraft på land: Kan gi mye rimelig kraft, men arealkonflikter demper veksten	28
Havvind: Venter kostnadsfall og store kraftvolum	31
Solkraft: Viktig bidragsyter, men begrenset rolle i Norge	34
Kjernekraft: En viktig del av europeisk energimiks, ingen rask løsning for Norge	34
Et klimavennlig energisystem med høy forsyningssikkerhet mot 2050	36
Flexibilitetsutfordringen løses i alle deler av energisystemet	36
Norsk og nordisk perspektiv på forsyningssikkerhet og kraftbalanse	42
Avslutning: Norge kan og må ta valg	45
De energipolitiske valgene vi tar i dag bestemmer hvilke industri- og klimapolitiske gevinster vi høster om ti år	45
Vedlegg 1: Forutsetninger og antagelser for scenarier og sensitiviteter	47
Forutsetninger i energisystemanalysene	47
Forutsetninger i kraftmarkedsmodelleringen	50
Forutsetninger for utslippsbanene	50
Referanseliste	52



Energiomstillingen gir både krevende valg og nye muligheter for Norge

Christian Rynning-Tønnesen

Vi lever i en tid preget av økende geopolitisk spenning, krig og økonomisk usikkerhet. Parallelt med dette inntrer ekstreme værhendelser oftere og i større skala. I Norge traff ekstremværet Hans på sensommeren, som førte til flom, jordskred og betydelige skader på eiendom og infrastruktur i deler av landet. Disse ekstreme værhendelsene er en påminnelse om de alvorlige konsekvensene av et klima i endring. Verden er inne i en stor energiomstilling for å begrense klimaendringer, samtidig som geopolitisk spenning og krig påvirker energimarkedene – også her i Norge.

Dette er åttende år på rad vi legger fram Statkrafts Lavutslippsscenario, og for første gang legger vi i år fram en egen rapport for den norske energiomstillingen mot 2050 i tillegg til den faste rapporten som ser på energiomstillingen globalt. Selv om Norge har en utslippsfri kraftproduksjon, viser rapporten at det trengs et takt-skifte i den norske energiomstillingen dersom Norge skal nå sine klimamål for 2030 og 2050 gjennom innenlands utslippskutt. Samtidig byr den pågående energiomstillingen på store muligheter for norsk næringsliv.

Som Norges største kraftselskap og Europas største produsent av fornybar energi er det helt avgjørende for Statkraft å forstå mulighetsrommet i energiomstillingen. I denne rapporten legger vi frem tre scenarier for den norske energiomstillingen. De tre scenariene utforsker mulige utviklingsbaner for det norske energisystemet som Statkraft anser som sannsynlige. Her har vi valgt å særlig legge vekt på mulighetsrommet gitt noen antakelser om industriutvikling og utformingen av politikk i årene som kommer.

Statkrafts analyse viser at videre utbygging av fornybar kraft og elektrifisering sammen med energieffektivisering

er hovedløsningene for videre utslippskutt i Norge. Det norske kraftforbruket øker i alle våre scenarier, drevet av behovet for utslippskutt, men også av vekst i industrien. Vannkraft forblir bærebjelken i kraftsystemet vårt, men den forventede forbruksveksten fordrer en videre utbygging av fornybar kraftproduksjon i Norge. Statkraft forventer fortsatt kostnadsfall for vindkraft på land, solkraft og batterier, mens kostnadsfallet vil bli størst for havvind der vi vil se gradvis styrket konkurranseevne mot 2050. Landbasert vindkraft kan gi Norge rimelig kraft og er den teknologien som best legger til rette for at vi realiserer klima- og industripolitiske mål så billig som mulig for samfunnet. Her er det avgjørende at vi finner gode løsninger som hindrer unødig store naturinngrep og som gir nødvendig aksept lokalt og nasjonalt. Samtidig ser vi at ingen enkeltteknologi alene vil føre oss til netto nullutslipp.

Denne rapporten belyser noen av dilemmaene og mulighetene Norge står overfor på veien mot å bli et lavutslippssamfunn. Denne innsikten er viktig når Norge nå skal balansere ulike hensyn og fatte viktige beslutninger knyttet til videreutvikling av vannkraft, utbygging av vindkraft på land og til havs, og nye energiløsninger som hydrogen og biodrivstoff.

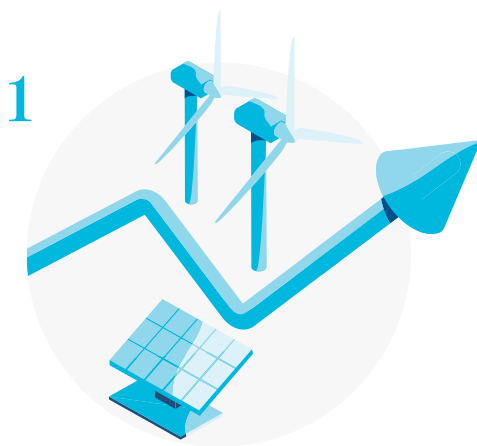
Norge har svært gode fornybare energiresurser som gir store muligheter for en vellykket energiomstilling i Norge. Energiomstillingen skyter fart, men dersom vi skal lykkes framover må politikere og industriaktører sammen finne frem til gode løsninger som balanserer hensyn til energisikkerhet, bærekraft og konkurransebetingelser for norsk industri. Framover må vi bygge videre på våre komparative fortrinn og legge til rette for et samspill mellom ulike kraftteknologier og løsninger som skaper et velfungerende, fleksibelt og klimavennlig energisystem.



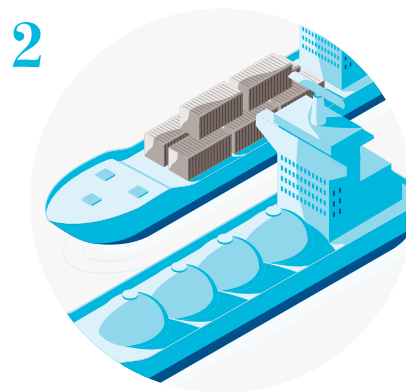
Vannkraft forblir bærebjelken i kraftsystemet vårt, men den forventede forbruksveksten fordrer en videre utbygging av fornybar kraftproduksjon i Norge.

Hovedfunn

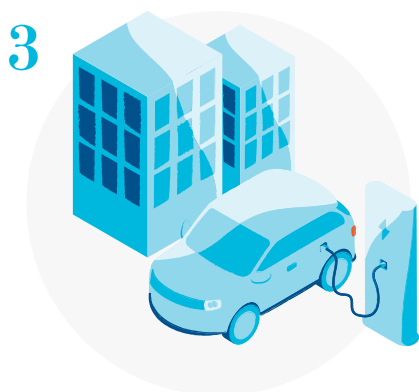
Denne rapporten presenterer en scenarioanalyse av den norske energiomstillingen mot 2050. Den søker ikke å treffe et eksakt svar, men å synliggjøre noen mulige utviklingsbaner for energisystemet og hvilke avveininger og valg vi står overfor i utviklingen av det framtidige energisystemet. Scenarioanalysen har identifisert ti hovedfunn på tvers av scenariene, og disse er:



Europas energiomstilling vil påvirke Norge: Økende andel fornybar kraft gir en helt ny kraftmiksblanding i Europa allerede i 2030. Energiomstillingen gir store industrielle muligheter for Norge.



Energiomstillingen er i gang, men klimamålene er krevende: Farten i energiomstillingen har økt, men vi trenger likevel et taktskifte om Norges 2030-mål under Parisavtalen skal nås gjennom innenlands utslippskutt. Mer fornybar kraft som bidrar til elektrifisering av transport, industri og petroleum, samt energieffektivisering er de viktigste klimatiltakene.



Energibruk i transport og bygg reduseres: Mer effektiv bruk av energi i transport og bygg bidrar til lavere energibruk i 2050 enn i dag, på tross av økt transportomfang, bygningsmasse og befolkning. Dette skyldes særlig økt bruk av elbiler, varmepumper og bedre isolerte bygg.



Økende kraftbehov selv med energieffektivisering: Kraftbehovet i Norge øker mot 2050 i alle våre scenarier. Økningen varierer mellom 30 og 90 prosent fra i dag. Behovet for utslippskutt og mulig ny industri er hoveddrivere.

5



Fornybar kostnadene vil fortsatt falle:

Kostnader for sol- og vindkraft og batterier vil falle videre på sikt.

Kostnadsfallet blir størst for havvind, som vil se gradvis styrket konkurransevne mot 2050.

6



Mer fornybar kraft: I våre scenarier øker norsk kraftproduksjon med 30-70 prosent til 2050. Dette tilsvarer en årlig vekst som er lik eller noe høyere enn de siste tjue årene. Veksten drives av økende norsk kraftbehov og muliggjøres av god tilgang til konkurranse-dyktige fornybarressurser.

7



Fleksibiliteten i vannkraften blir enda mer verdifull: Vannkraft gir Norge mest kraft i dag og i 2050 og bidrar med både kortsiktig fleksibilitet og verdifull sesonglagring. Dette gir Norge konkurransefortrinn. Batterier, fleksibel oppvarming, hydrogen og forbruksrespons kan og bør også bidra med fleksibilitet.

8



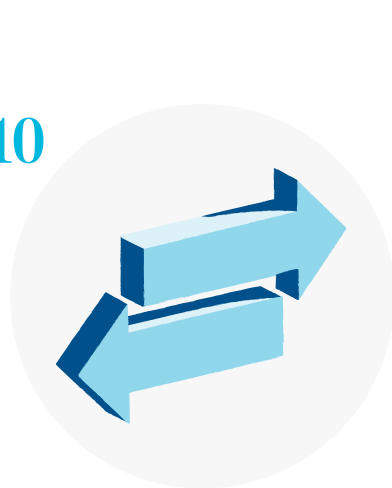
Vindkraftproduksjonen øker mest: Landbasert vindkraft gir rimeligst kraft og er i Norge den teknologien som best legger til rette for at vi realiserer klima- og industripolitiske mål så billig som mulig for samfunnet. For landbasert vindkraft er det ikke teknologikostnader, men andre barrierer som vil kunne begrense veksten.

9



Havvind kan gi store volum etter 2030: De billigste havvindparkene vil kunne konkurrere med dyrere landbaserte vindparker fra rundt 2040. Havvind i Nordsjøen med godt utformede hybridforbindelser vil gjøre prosjektene samfunnsøkonomisk bedre enn med kun radialer.

10



Positiv nordisk kraftbalanse til 2050: Alle scenariene viser en strammere norsk kraftbalanse mot 2030 før kraftoverskuddet øker igjen. Den nordiske kraftbalanse er positiv i hele perioden i alle scenariene. Kostnadseffektiv utnyttelse av naturressurser på tvers av landegrenser er og vil være sentralt for forsyningsikkerheten i Norge.

Store muligheter for Norge, men også krevende valg:

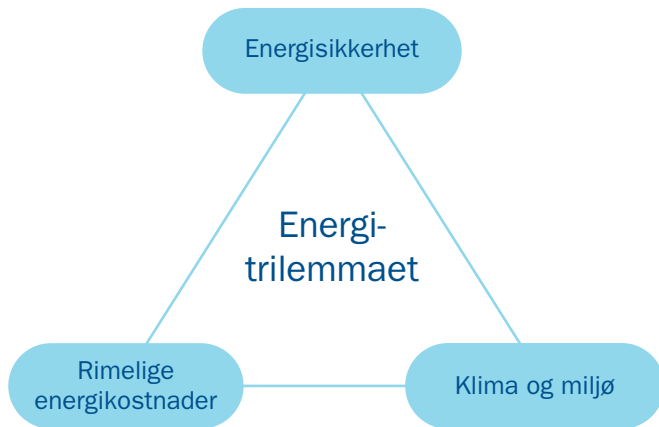
Med særdeles gode fornybarressurser er det store muligheter for en energiomstilling som både kan sikre et fortsatt konkurransedyktig kraftsystem og høy forsyningsikkerhet for norsk industri og forbrukere. Men vi må finne gode kompromisser i det norske energitrikket der det må balanseres mellom behov for rimelig og sikker kraft, utslippskutt og begrensede naturinngrep.

Bakgrunn



Stabil og sikker energitilgang og moderate energipriser har blitt et hovedfokus verden over.

Sted: Stamåsen vindpark, Strömsund/Sollefteå, Sverige



Globale utviklingstrekk setter rammene for den norske energiomstillingen

Med pandemi og krigen i Ukraina merker vi enda tydeligere hvordan Norge og norsk økonomi påvirkes av uroligheter i verden rundt oss. Russland har også brukt energi som våpen overfor Europa og startet allerede høsten 2021 med å kutte gasstilførselen til Europa. Samtidig opplevde fransk kjernekraft store driftsproblemer, og vi fikk tørke på kontinentet. Dette førte Europa inn i den mest alvorlige energikrisen i nyere tid. Stabil og sikker energitilgang og moderate energipriser har blitt et hovedfokus verden over.

I Europa har energikrisen bidratt til økte ambisjoner for energieffektivisering og utbygging av fornybar energi, slik at man raskt kan redusere avhengigheten av importert fossil energi. I motsetning til fossil energi har fornybare energikilder, som sol, vind og vann, bred geografisk tilgjengelighet. På den andre siden er verdikjedene for teknologier som sol og batterier svært dominert av Kina. Erfaringene fra energikrisen er at en slik ensidig avhengighet til ett land kan bli utnyttet geopolitisk. Dette har ført til at flere vestlige land ønsker å diversifisere tilgangen på strategisk viktige varer eller flytte mer av produksjonen hjem. Energikrisen og en mer spent geopolitisk situasjon har på denne måten bidratt til etablering av kraftfulle politiske programmer med virkemidler som er innrettet for å kutte utslipp og samtidig utvikle mer regionale og nasjonale verdikjeder for grønn teknologi, slik som Inflation Reduction Act i USA og Net Zero Industry Act i EU^{1,2}.

Effektene av klimaendringer blir også stadig mer synlige. Ekstremvær, som flom og hetebølger, kommer hyppigere, nye varmerekorder settes, og tap av biologisk mangfold fortsetter. IPCCs sjette hovedrapport ga nok en

påminnelse om at konsekvensene av klimaendringer vil bli mer dramatiske med økte utslipp. Klimakrisen vil forsterke naturkrisen, og den globale energiomstillingen går per i dag for sakte til å nå vedtatte klimamål^{3,4}.

Disse utviklingstrekkene har stor betydning for Norge, og for det norske energisystemet. Som samfunn ønsker vi et energisystem med høy forsyningssikkerhet og liten klima- og miljøpåvirkning, og som samtidig gir energi vi trenger til en lav kostnad. Ofte vil det ligge avveininger mellom disse hensynene. Dette omtales ofte som energitrilemmaet. De siste årene har vi sett at alle delene av energitrilemmaet har fått økt oppmerksomhet¹. Med energipriskrisen har kostnader for forbrukeren blitt helt sentralt, og med en forventning om en strammere budsjettbalanse framover kommer også fokuset på lave systemkostnader for samfunnet opp igjen. Krigen i Ukraina og økt geopolitisk spenning har satt nasjonal sikkerhet høyere på agendaen, i tillegg til forsynings-sikkerhet i mer teknisk forstand. Samtidig står hensyn til både klima og natur svært høyt på dagsordenen. Når alle delene i energitrilemmaet blir viktigere, vil også mer stå på spill når det fattes energipolitiske valg. Dette ser vi igjen i den energipolitiske debatten hvor temperaturen har vært høy de siste årene. I sum er det mange sterke drivere som vil påvirke det norske energisystemet i årene framover. Vi står også overfor viktige og vanskelige energipolitiske avveininger hvor valgene vi tar må stå seg godt i lys av den raske energiomstillingen verden rundt oss skal gjennom.

¹ Med energitrilemmaet menes at det må gjøres valg mellom tre vanskelige alternativer; i dette tilfellet mellom behovet for høy energisikkerhet, behovet for samfunnsøkonomisk effektivitet, og behovet for å bevare klima og miljø.



Sted: Flåm, Norge

↑ Med en framskrivning av dagens trender til 2030 vil Norge redusere klimagassutslippene med rundt 25 prosent – langt mindre enn målet om 55 prosent.

Klimamålene gir signal om et taktskifte

Norge har mål om å redusere klimagassutslippene med minst 55 prosent i 2030 og 90 til 95 prosent innen 2050, sammenliknet med 1990. Norsk kraftproduksjon er utslippsfri, mens energibruk i industri, transport og petroleum er hovedkildene til utslipp i Norge. En klimapolitikk som lykkes med å kutte norske utslipp i tråd med klimamålene vil kreve en rask og dyptgripende endring av energibruken i Norge. Hittil har Norges utslipp blitt redusert med rundt 5 prosent^{1,5}. Ifølge Miljødirektoratet vil Norge med en framskrivning av dagens vedtatte politikk til 2030 redusere klimagassutslippene

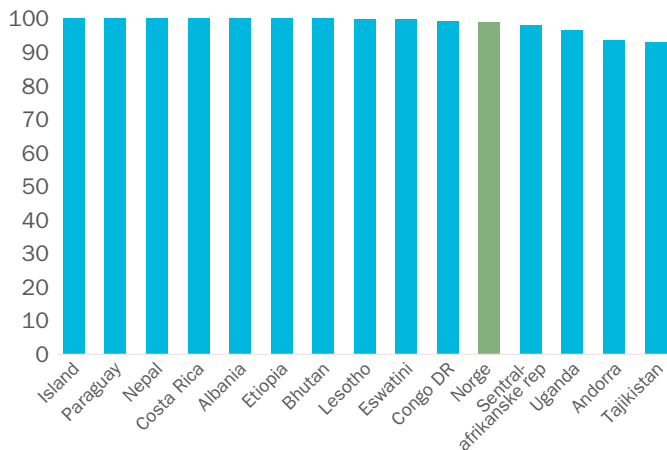
med rundt 25 prosent – langt mindre enn målet om 55 prosent⁶. Det vil derfor være behov for en kraftig forsterkning av de klimapolitiske virkemidlene dersom Norges mål under Parisavtalen skal nås gjennom innlands utslippskutt, uten bruk av fleksible mekanismer. Samtidig gir dagens politikk også en betydelig omstilling av det norske energisystemet. Det er klare tverrpolitiske signaler om at politikken skal forsterkes i årene framover, og rundt halvparten av norske utslipp er omfattet av EUs kvotemarked hvor prisen har økt kraftig de siste årene, noe som gir et tydelig signal til omstilling.

Norge har svært gode muligheter til grønn industrivekst sammenliknet med andre land

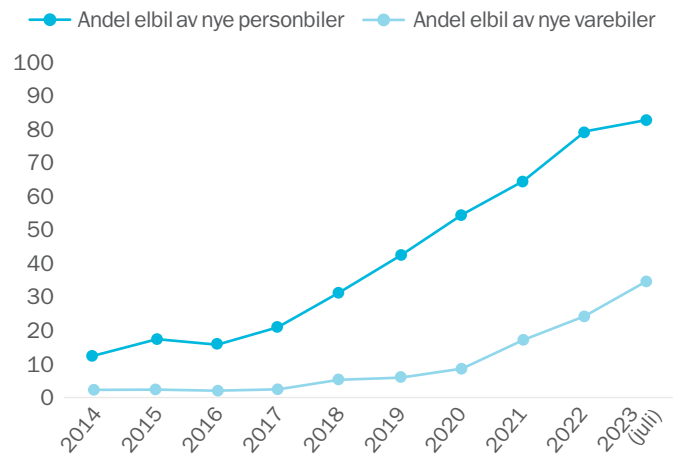
Energjomstillingen vil også ha betydning for norsk næringsliv og næringsstruktur. Norge har en stor og svært produktiv, energiintensiv industri. Dersom Norge skal nå klimamålene må denne industrien fortsatt redusere sine utslipp. Det er også gode muligheter for industrivekst i Norge framover. Med den globale energiomstillingen går verden fra et energisystem basert på fossile drivstoff, til et fornybart energisystem som er mer materialintensivt.

Her er norsk industri godt posisjonert til å ta markedsandeler og bidra til at komponenter i viktige grønne verdikjeder kan produseres i Europa. Vi har både råvarer og mineraler, industriell kompetanse, dyktige fagarbeidere og gode kraftressurser som i sum kan gi oss en konkurransefordel. For Norge er det i tillegg et uttalt politisk mål at det skal skapes nye industriarbeidsplasser for å sikre eksportinntekter etter hvert som den globale klimapolitikken fører til lavere etterspørsel etter fossil energi.

1 Topp 15 land med høyest fornybar andel i verden (i prosent, 2021)⁸



2 Andel av nye personbiler og varebiler i Norge som var fullelektriske (i prosent)⁹



Grønn omstilling gjør kraft viktigere

Norge er allerede et av verdens mest elektrifiserte land. Vi er ett av elleve land i verden som allerede har en fullt fornybar kraftsektor, takket være vannkraften (figur 1). Mens andre land bruker mye ressurser på å omstille kraftproduksjonen sin vekk fra kull og etter hvert også fra fossil gass, er den norske kraftsektoren allerede utslippsfri.

For Norge handler derfor energiomstillingen om energi-effektivisering og om å ta klimavennlige løsninger i bruk i sektorer som i dag bruker fossil energi. Dette kan skje enten direkte gjennom videre elektrifisering med fornybar kraft eller indirekte, for eksempel gjennom utslippsfritt hydrogen. Alternativt må utslipp fanges gjennom teknologier for karbonfangst og -lagring (CCS) eller erstattes med bioenergi. For det norske energisystemet betyr det at strøm blir en enda viktigere del av den norske energiforsyningen.

I tillegg til den fornybare og fleksible vannkraften har Norge noen av Europas beste landbaserte vindressurser som kan benyttes hvis det er behov og tilstrekkelig aksept. Vi har også store havarealer med svært gode vindressurser som kan utnyttes til vindkraftproduksjon. Siden Norge er et langstrakt land, varierer det også når vinden blåser i ulike deler av landet. Dette gir en fordel ved at vindkraft fra ett område kan benyttes i et annet område og motsatt etter hvert som vinden flytter på seg.

En utslippsfri kraftsektor og gode fornybarressurser er et viktig konkurransefortrinn for Norge. Vi har også kommet lenger enn mange andre land når det gjelder å bruke elektrisitet til både oppvarming av bygg, kraftintensiv industri og transport. Eksempelvis har Norge verdens høyeste elbilandel. I første halvdel av 2023 var hele 83 prosent av alle nye personbiler solgt fullelektriske

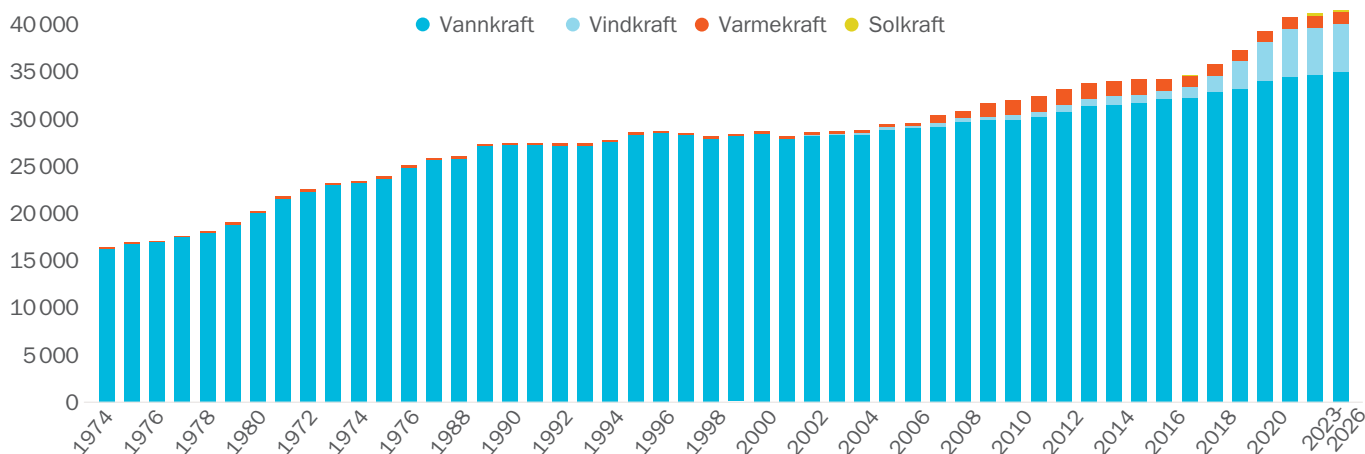
(figur 2). Den høye elektrisitetsandelen i energibruk og en fornybar kraftsektor betyr at vi på mange måter har bedre forutsetninger enn de fleste andre land til å klare oss gjennom den massive energiomstillingen som ligger foran oss. På den andre siden betyr dette også at Norge må ta fatt på utslippskutt som typisk er høyere opp på kostnadsstigen for å oppnå 55 prosent utslippskutt i 2030. Her ligger det samtidig muligheter for teknologi-utvikling og innovasjon som kan gi norsk næringsliv konkurransefordeler. Norge har en næringsstruktur som skiller seg fra landene rundt oss med mye energiintensiv industri og en petroleumsnæring som siden 1990 har økt utslippene med 48 prosent⁷.

Siden 2010 har Norge gått gjennom en periode med relativt stor utbygging av ny kraftproduksjon. I hovedsak skyldes dette den raske utbyggingen av vindkraft, men også en del vannkraft (figur 3). I femårsperioden fra 2016 til 2021 økte installert kapasitet (MW) i det norske kraftsystemet med 20 prosent¹⁰. I installert effekt er dette en utbyggingstakt på høyde med periodene med store vannkraftutbygginger på 50-, 60- og 70-tallet. Det viser at kraftproduksjonssiden evner å levere ny kapasitet når forholdene ligger til rette for det. Utsiktene for ny kraftproduksjon de neste fem årene er imidlertid moderate. Ifølge NVE er litt over 1 TWh under bygging per i dag, mens 3 TWh har fått tillatelse, men ikke startet bygging^{11,14}. Dette må sees i sammenheng med stans i konsesjonsbehandling og stor usikkerhet knyttet til rammebetingelser generelt.

ⁱ I tillegg vil mange norske aktiviteter også bidra til klimagassutslipp utenfor Norge. Når vi inkluderer eksport av norske varer blir klimagassutslippene over ti ganger høyere enn de nasjonale utslippene, nesten utelukkende fra eksport av olje og gass.

ⁱⁱ Fra 2. kvartalsrapport fra NVE har 4,9 TWh fått tillatelse. Av disse har 1,9 TWh fått tilbakekalt sin konsesjon ettersom de ikke ble realisert innen tidsfrist.

3 Historisk utbygging av kraft i Norge inkludert prosjekter under bygging til 2026 (MW)¹²



Norsk kraftproduksjon kan ikke alltid dekke norsk forbruk – det nordiske kraftmarkedet er viktig

Statkrafts Lavutslippsscenario

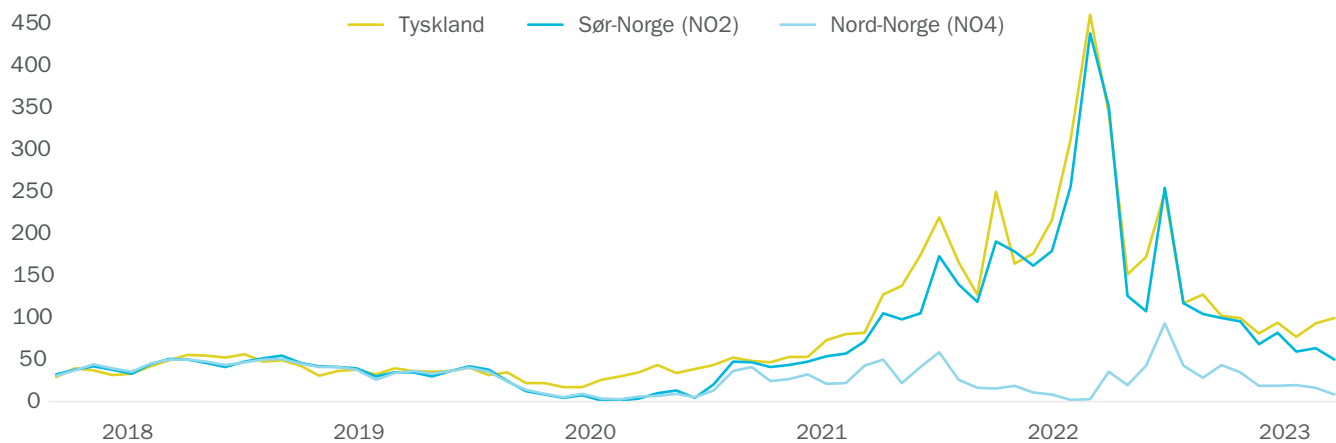
Det norske kraftsystemet har vært og vil bli svært vær-avhengig. I dag utgjør vannkraften rundt 90 prosent av all norsk kraftproduksjon og selv om andelen vil synke, ventes vannkraft å forbli den største kraftteknologien til 2050.

I Norge har derfor den årlige kraftbalansen alltid vært påvirket av variasjoner i tilsiget inn til norske vannkraftverk. Det norske vannkrafttilsiget i et tørrår og et våtår varierte i perioden 1990-2019 med rundt 65 TWh. I forhold til dagens kraftforbruk på mellom 130-140 TWh er dette betydelig. Denne store variasjonen betyr også at vi ikke alltid lager nok kraft selv, men trenger å importere fra våre naboland i perioder med lite nedbør. Ettersom det er stor lagringsevne i norske vannkraft-

magasiner vil ikke den store tilsigsvariasjonen slå ut direkte i kraftproduksjonen¹³. Vannkraftmagasinene sammen med nettforbindelsene i Norge og mellom nabolandene har bidratt til å beskytte norske forbrukere mot store hydrologiske svingninger som følge av variasjoner i nedbør. Med mer væravhengig kraftproduksjon framover, blir det enda viktigere med et sterkt nett og et godt samarbeid mellom landene.

Hvert år har vi importert mellom 3 og 13 prosent av den kraften vi forbruker og eksportert mellom 3 og 19 prosent. Siden 2006 har vi tre ganger importert mer enn vi har eksportert til naboland over ett år, mens vi de andre årene har produsert mer kraft enn vi har hatt behov for over året og dermed vært nettoeksportør¹⁴.

4 Kraftprisene for Sør-Norge (NO2), Nord-Norge (NO4) og Tyskland har fulgt hverandre tett fra før 2005 og norske kraftpriser har gjennomgående vært lavere enn de tyske (EUR/MWh, nominelle månedspriser, historisk)



Ettersom det norske kraftmarkedet er så tett fysisk integrert i et felles nordisk kraftmarked, vil kraftbalansen samlet i Norden være viktig for det norske kraftsystemet.

I Norge er det ofte stor avstand mellom kraftproduksjonen og befolkningstette områder med høyt kraftforbruk. Kraftnettet spiller derfor en viktig rolle. Antall store brukere som ønsker å knytte seg til nettet har økt kraftig de siste årene, og nettkapasitet kan på kort sikt være en utfordring for klimatiltak. Ettersom utvikling av strømmettet ofte tar lang tid, blir det viktig framover å redusere ledetid, og forbedre utnyttelsen og tilknytningsprosessen i nettet¹⁵. Forsyningsikkerhet blir i all hovedsak godt håndtert så lenge det er tilstrekkelig nettkapasitet. Tilsvarende vil det for hele det norske kraftsystemet være avgjørende å ha gode nettforbindelser til, og handel med, våre naboland. Nettet bidrar til å utjevne ubalanser og utnytte naturressurser på tvers av geografiske områder. Kraftproduksjonen utnyttes mest effektivt når den kan benyttes på tvers av områder og landegrensener og kobles sammen med kraftsystemer med ulik teknologimiks. Dette gjør oss mindre sårbare for de store værvariasjonene, samt bidrar til betydelig økonomisk velferd.

Vårt felles, integrerte nordiske kraftmarked har bidratt til energisikkerhet i tørrår og inntekter i våtår. Dette har

også betydd at norske kraftpriser har vært tettere koblet til Europa. Den første mellomlandsforbindelse mellom Norge og Sverige ble satt i drift i 1960, og siden midt på 1990-tallet har Norden hatt et felles kraftmarked. Regulerbar vannkraft og gjennomgående kraftoverskudd i normale nedbørsår har gjort at vi historisk har hatt lavere kraftpriser i snitt enn kontinentale Europa, også under energikrisen. Relativt lavere kraftpriser har jevnt over gitt oss et konkurransefortrinn for energiintensiv næringsliv sammenlignet med landene vi handler med (figur 4). Samtidig viste kraftprissjokket i fjor tydelig at vi er tett påkoblet utviklingen i Europa. Da prisene økte til ekstreme nivåer bidro støtteordninger til å skjerme forbrukere og industri for noe av kostnadsøkningen under krisen. I framtiden blir det viktig å både ha gode støtteordninger og evt. andre beredskapsordninger hvis ekstreme hendelser inntreffer, og samtidig insentivere til nødvendig energieffektivisering, smart forbruk og smart strømsparing. Et norsk energisystem totalt frakoblet våre naboland vil ikke være teknisk mulig annet enn på svært lang sikt, heller ikke samfunnsøkonomisk gunstig eller ønskelig da det både ville kreve en massiv utbygging av kraftproduksjon for å opprettholde forsyningsikkerheten og samtidig resultere i unødig store naturinngrep.



Sted: Førrevassdammen, Norge

Lave kostnader er grunnlaget for et konkurransedyktig energisystem

For både forbrukere og industri er det viktig at kraftsystemet som helhet bruker ressursene på en god måte og er konkurransedyktig. Dersom man over tid legger opp til å bruke dyrere teknologier vil det medføre økte kostnader. Disse kostandene vil overføres til forbrukere og industri, enten i form av økte skatter eller gjennom økte strømpriser.

En videreutvikling av energisystemet som opprettholder kraft som et konkurransefortrinn for Norge, innebærer at vi også framover kan utnytte områdene hvor vi har gode energiressurser til en relativt lav kostand sammenlignet med andre land og regioner. I Norge har vannkraften gitt

oss tilgang på rimelig, fleksibel kraft og lagt til rette for utbygging av kraftintensiv industri. Framover blir det viktig at vi fortsatt kan bygge på våre komparative fortrinn når vi videreutvikler kraftsystemet. Da er vi avhengige av flere fornybarteknologier, og ikke minst vil vindkraft på land være avgjørende fordi Norge har svært store og gode vindressurser.

Samtidig er det ikke én enkelt teknologi alene som legger grunnlaget for et konkurransedyktig kraftsystem, men et samspill av teknologier og en god organisering av kraftsystemet vårt. Et velfungerende kraftmarked vil gi et viktig signal til utbyggere om når det er behov for



↑ Skal kraftprisen i et område over tid være billigere enn andre markeder må det bygge på noen naturlige forutsetninger.

mer kraft og dermed sikre en balansert utvikling av det norske kraftsystemet. Om det bygges ut svært mye av én kraftkilde som produserer mye kraft på samme tidspunkt i ett område, vil verdien av denne produksjonen falle ved at det blir lavere oppnådd pris. Samtidig vil prisforskjeller mellom perioder med stor produksjon og perioder med knappet gjøre det mer lønnsomt å investere i fleksibilitet, som effekttoppgradering av vannkraft.

Kraftprisen spiller en viktig rolle i å koordinere kraftsystemet og legge til rette for at en rekke ulike teknologier kan bidra til å møte økt etterspørsel på en kostnadseffektiv måte.

Det er over 1000 ulike vannmagasiner i Norge, med ulike størrelser og egenskaper. Vannkraft med magasiner har evnen til å justere produksjon raskt etter behov i kraftsystemet. Denne reguleringseffekten bidrar samtidig med viktig flomdemping i vassdragene. Den fornybare vannkraften sammen med vindkraft og noe solkraft komplementerer hverandre generelt godt og kan også framover bidra til at norsk kraft er konkurransedyktig med nabolandene og samtidig bidra til å kutte klimagassutslipp i andre sektorer. På kort sikt er det i hovedsak vindkraft på land som kan gi stort volum av rimelig kraft inn i det norske kraftsystemet.

Analysemetode, scenariodefinitjon og forutsetninger

Statkrafts Lavutslippsscenario tar utgangspunkt i dagens globale, europeiske og norske energisituasjon og mulige utviklingsbaner vi ser mot 2050 og definerer med utgangspunkt i dette tre scenarier for den norske energiomstillingen og norske energirelaterte klimagassutslipp mot 2050. Analysene bygger på videre utvikling og utnyttelse av kjente teknologier, basert på egne analyser av kostnadsutviklingen fram til 2050 innen blant annet fornybar kraftproduksjon, batterier og utslippsfritt hydrogen. Scenariene bygger dels på kvalitative og kvantitative analyser av sentrale utviklingstrekk i energiomstillingen, utført at Statkrafts strategi og analyseavdeling, og dels på modellanalyser med IFE-Times-Norge og Samkjøringsmodellen.

Modellverktøy

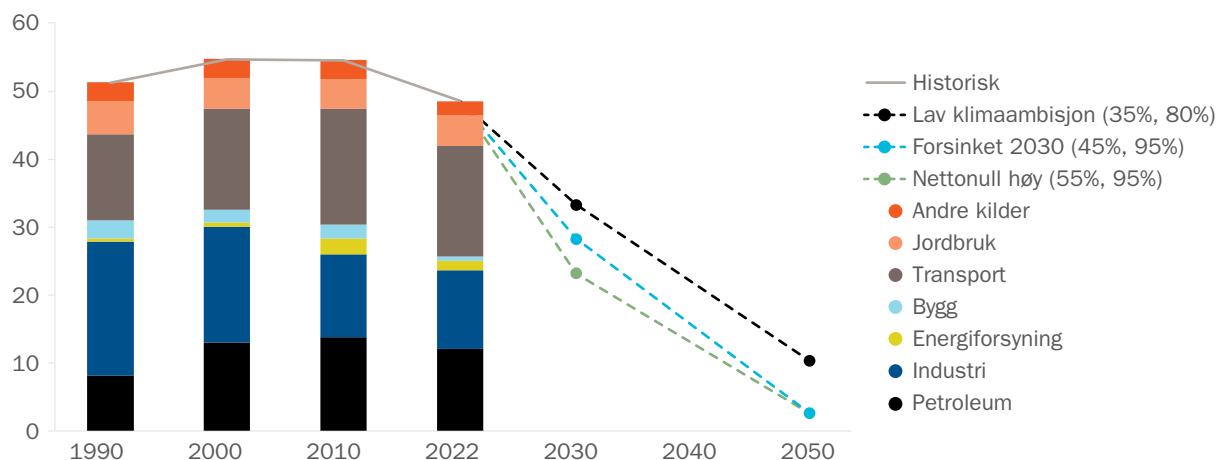
For å analysere energiomstillingen mot 2030 og 2050 har vi i hovedsak brukt to modeller: Energisystemmodellen, IFE-TIMES-Norge, og kraftmarkedsmodellen, Samkjøringsmodellen¹⁶. Det er viktig å poengtere at alle modeller representerer en forenkling av virkeligheten, og ulike modeller har sine styrker og svakheter. Modellresultatene avhenger selvsagt også av data og forutsetninger som legges inn i modellene, og alle modellresultater må tolkes i lys av dette. Hensikten med modellanalysene er å gi økt forståelse og innsikt, heller enn å søke å treffe et eksakt svar. De to modellene skiller seg på flere områder. Samkjøringsmodellen beregner en optimal drift av kraftsystemet i Norden med granulære værdata og en detaljert modellering av norsk vannkraftproduksjon og kraftsystemet i alle nordiske land. Samkjøringsmodellen har imidlertid i liten grad en direkte modellering av framtidig energibruk og koblinger mellom kraftsystemet og andre sektorer (såkalt sektorkobling).

IFE-TIMES-Norge beregner en kostnadsoptimal løsning for å dekke behovet etter energitjenester i Norge, gitt ulike forutsetninger og restriksjoner. Modellen dekker energisystemet i bredere forstand, inkludert bruk av energi i for eksempel bygg, industri og transport og all energibruk og produksjon modelleres i sammenheng (sektorkobling). IFE-TIMES-Norge har en detaljert modellering av energibruk i Norge, men modellerer ikke nabolandenes energisystem eller kraftmarked eksplisitt. Det er også en deterministisk modell som innebærer at vannkraftproduksjonen er modellert enklere enn i Samkjøringsmodellen. Det samlede behovet for energitjenester i bygg, transport og industri er eksogent gitt, mens modellen velger hvilken miks av energikilder og energibærere som mest effektivt leverer disse tjenestene. I denne analysen er forutsetninger for energibehov i industrien hentet fra analyser utført av FME NTRANS. Dette er en viktig forutsetning som varierer mellom scenariene våre. I likhet med andre lignende modeller tar modellen som brukes her i utgangspunktet ikke høyde for forsinkelser i energiomstillingen som følge av tregheit i prosesser og beslutninger. Dette må derfor håndteres via forutsetninger og beskrankninger som legges inn i modellen.

Usikkerhet og sensitivitetsanalyser

Scenariene er ikke ment å gi et presist svar på Statkrafts forventning til et framtidig kraftsystem, men å gi innsikt og reflektere reelle usikkerheter og avveininger i utviklingen av energisystemet framover. For bedre å få innsikt i usikkerheter og utforske utfallsrommet har vi innenfor de tre utslippsscenariene også kjørt flere sensitivitetsanalyser der vi blant annet har lagt til grunn ulike forventninger rundt industrivekst, krafttetterpørsel, kraftproduksjon og kraftutveksling.

5 Norske klimagassutslipp historisk og tre utslippsscenarioer (Mt CO₂e)



tilgang til bærekraftig bioenergi og utvikling av teknologier for fjerning av CO₂. Sensitivitetsanalyser søker å forstå effekten av å endre én eller noen få parametere, mens andre deler holdes konstant. Disse tenderer dermed til å undervurdere kryssvirkninger i økonomien og respons i eksempelvis energibruk, handel eller produksjon.

Scenariobeskrivelser og forutsetninger

De tre hovedscenariene har vi kalt *Nettonull høy*, *Forsinket 2030* og *Lav Klimaambisjon*. De gir et stort utfallsrom for Norge når det gjelder klimagassutslipp, behov for ny utslippsfri kraft, arealbruk, kostnader for energiomstillingen og også innenfor energibruk i norsk industri. En beskrivelse av de tre hovedscenariene er gjengitt nedenfor. Historiske klimagassutslipp og utslippssbanene for de tre scenariene er gjengitt i figur 5.

Nettonull høy scenariet (*Nettonull høy*): I dette scenariet settes utslippskutt høyt på prioriteringslisten, og Norge omstiller energiproduksjon og -bruk raskt mot netto-null i 2050. Vi forutsetter derfor at Norge når utslippsmålene på 55 prosent i 2030 og 95 prosent i 2050 i forhold til 1990. Energieffektivisering i bygg prioriteres for å nå ambisiøse klimamål samtidig som vi legger til rette for mye ny industri. I dette scenariet antar vi at energiomstillingen i Europa gjør at det utvikles mye ny grønn industri, noe som gir store industrielle muligheter også i Norge. Ny industriutvikling underbygges også av at Europa i dette scenariet ønsker bedre kontroll med verdikjedene for grønne teknologier. I *Nettonull høy* forutsetter vi at den samlede kraftbruken fra ny industri i Norge øker til 46 TWh i 2050. Energibruken er lagt til eksogent som input til modellen. For *Nettonull* har vi også kjørt en sensitivitetsanalyse med samme klimamål, men med lav industrivekst hvor energibruken i

industrien er satt til uendret fra i dag. Denne sensitiviteten har vi kalt *Nettonull lav*.

Forsinket 2030 scenariet (*Forsinket*): I dette scenariet beholdes høye klimaambisjoner for både 2030 og 2050, men energiomstillingen møter på mange barrierer de kommende årene, som lokal motstand mot ulike klimatiltak og forsinkelser i verdikjedene for grønne teknologier. Dette bidrar til at omstillingstempoet er for lavt til å nå 2030 klimamålene. Vi antar her at norske utslippskutt ender på 45 prosent, 10 prosentpoeng fra 2030 målet. Omstillingen skyter imidlertid fart etter 2030 slik at vi når 95 prosent utslippskutt i 2050ⁱ. Det mer moderate omstillingstempoet i Norge og Europa betyr at etterspørselsveksten for grønne teknologier er lavere, og ny industri i Norge etableres i et saktere tempo enn i *Nettonull høy*.

Lav klimaambisjon scenariet (*Lav*): Her antar vi at klima- og energiomstilling får en lavere prioritet, både i Norge og Europa, fordi sikkerhet og sosial stabilitet er høyest på den politiske agendaen. Farten i energiomstillingen blir dermed lavere, og utslipp faller saktere enn i de to andre scenariene. Verken EU eller Norge når klimamålene for 2030 eller 2050. I Norge går elektrifiseringen av transport og industri saktere, og ny industrivekst er lavere. Norske utslipp reduseres med 35 prosent i 2030 og 80 prosent i 2050 fra 1990-nivå.

Analyse- og modellforutsetningene som er lagt til grunn for de tre scenariene er tilgjengelig i Vedlegg 1.

ⁱ Juridisk kan norske 2030 klimamål nås ved å ta i bruk ulike fleksibilitetsordninger med EU og resten av verden i dette scenariet. I 1990 var Norges klimagassutslipp 51.3 MtCO₂e. I analysene har vi trukket ut energirelaterte CO₂-utslipp som står for 84 prosent av totale klimagassutslipp i dag.

ANALYSERESULTATER:

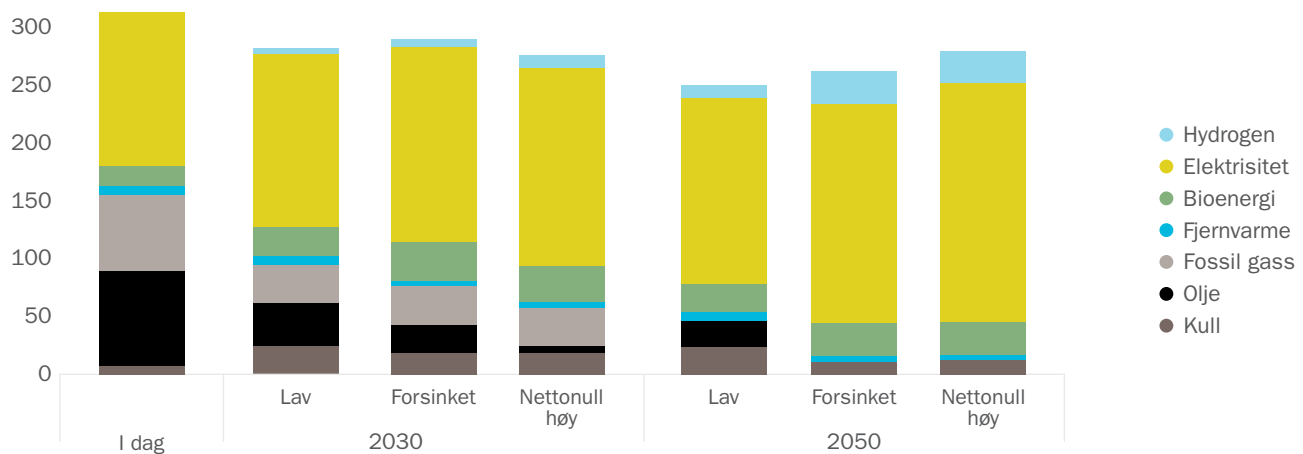
Energiomstillingen i Norge



Det finnes kjente teknologiske løsninger for utslippskutt i alle sektorene.

Sted: Hitra vindpark, Norge

6 Energibruk per energibærer i dag, i 2030 og i 2050 i de tre scenariene (TWh)ⁱⁱⁱ



I det følgende presenterer vi hovedfunn fra analysene med vekt på de tre hovedscenariene *Nettonull høy*, *Forsinket 2030* og *Lav klimaambisjon*, samt resultater fra ulike sensitivitetsanalyser. Med de tre hovedscenariene og ulike sensitivitetsanalyser søker vi å bedre forstå utfallsrommet for den norske energiomstillingen mot 2030 og 2050 og implikasjoner for kraftsystemet vårt.

Energibruk: Kraftforbruket øker i alle våre scenarier

Analysene viser at kraftforbruket i Norge øker i alle scenarier, særlig drevet av elektrifisering i transport, industri og petroleumssektoren. Det er stor usikkerhet knyttet til framtidig kraftforbruk fra nye industriaktiviteter. I scenarier hvor vi når klimamålene viser analysen at det vil måtte gjennomføres en rekke tiltak med lang ledetid og hvor beslutningene må tas innen kort tid. Det kreves derfor rask politisk handling for at Norge skal nå klimamålene i 2030 kun med innenlandske utslippskutt. I tillegg har vi et stort utfallsrom for framtidig kraftetterspørsel, avhengig av om vi legger til grunn høy eller lav industrivekst.

For å nå de norske klimamålene må fossil energibruk kuttes raskt og erstattes med utslippsfrie løsninger, i mange tilfeller fornybar kraft. De norske utslippene fordeler seg i dag med en tredjedel fra transportsektoren, en fjerdedel fra industrien og litt under en fjerdedel fra

petroleumⁱ. Det finnes kjente teknologiske løsninger for utslippskutt i alle sektorene, men tiltakene har ofte ledetid på flere år, og de aller fleste gir behov for ny kraft¹⁷.

I tillegg foreligger det per i dag mange og til dels store planer for ny industriaktivitet i Norge. Mye av denne nye industrien, som anlegg for batteri- eller grønn ammoniakkproduksjon, vil kunne bidra til utslippskutt i Norge eller i andre land, men vil også føre til økt kraftetterspørsel i Norge. Vi forventer at kraftforbruket i eksisterende og ny industri vil øke i årene framover, men det er usikkert hvor raskt og hvor mye forbruket vil øke da framtidig industrivekst påvirkes av flere forholdⁱⁱ. Derfor har vi valgt å analysere en norsk energiomstilling med både høy industrivekst (*Nettonull høy*) – hvor kraftbehovet i fastlandsindustrien vokser fra rundt 50 TWh i dag til 120 TWh i 2050 og lav industrivekst (*Nettonull lav*) – hvor energibruken i industrien er uendret

fra i dag, og der kraftforbruket kun øker til 67 TWh i 2050.

I alle Statkrafts scenarier endres energibruken fra fossile energibærere til primært fornybar elektrisitet, og dernest utslippsfritt hydrogen og bioenergi (figur 6). Andelen elektrisitet av total energibruk er mellom 65 og 75 prosent i 2050 i de tre scenariene, fra rundt 43 prosent i dag, mens andelen utslippsfritt hydrogen er på mellom 4 og 11 prosent og bioenergi på mellom 9 og 11 prosent i de tre scenariene. Energieffektivisering og

ⁱ Med «industri» menes fastlandsindustrien i Norge uten petroleumssektoren i denne rapporten. Med betegnelsen *Nettonull høy* menes høy industrivekst i rapporten. Energibruk og kraftforbruk inkluderer ikke tap i nettet. Detaljerte forutsetninger er gjengitt i Vedlegg 1.

ⁱⁱ Dette vil variere med hvert industrianlegg. Eksempelvis vil veksten avhenge av framtidig etterspørsel og lønnsomhet for industriprodukter, kapasitet og tilknytning til strømmettet, tilgang til kraft, areal, kapital og infrastruktur, samt generelle rammebetingelser relativt til handelspartnere.

ⁱⁱⁱ Data for energibruk i dag er for 2022 fra Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE).



Sted: Bollendonk solar park, Nederland

elektrifisering bidrar til at energibruken i transport- og byggsektoren går litt ned selv om bygningsmassen, transportomfang og befolkning øker.

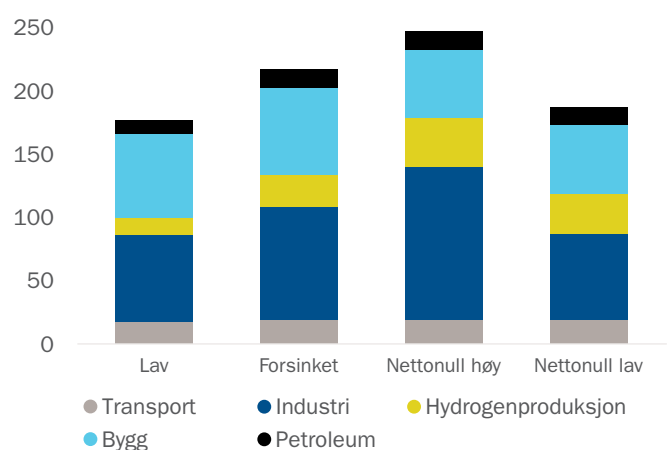
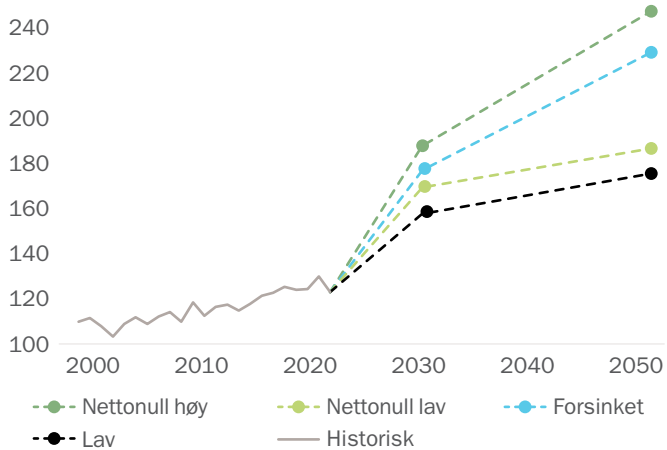
Selv om vi legger til grunn en betydelig energieffektivisering i våre analyser, ser vi en økning av kraftbehovet i alle de ulike scenariene. Samtidig er utfallsrommet for framtidig kraftbehov stort, både når det gjelder hvor mye, hvor raskt og fra hvilke sektorer den nye kraftetterspørselen kommer.

I dag er kraftforbruket i Norge mellom 130 og 140 TWh¹⁸. I våre scenarier vokser forbruket til mellom 160 og 190 TWh i 2030 og til mellom 175 og 250 TWh i 2050. Forskjellen i kraftforbruk mellom *Nettonull høy* scenariet og *Nettonull lav* sensitiviteten er 20 TWh i 2030 og 60 TWh i 2050. Så selv om vi når 2030 klimamålet i begge, er det fortsatt et betydelig utfallsrom for framtidig kraftforbruk i Norge avhengig av om vi legger til grunn høy eller lav industrivekst. I scenariene med *lav klimaambisjon* og *Forsinket klimamål* blir kraftforbruket

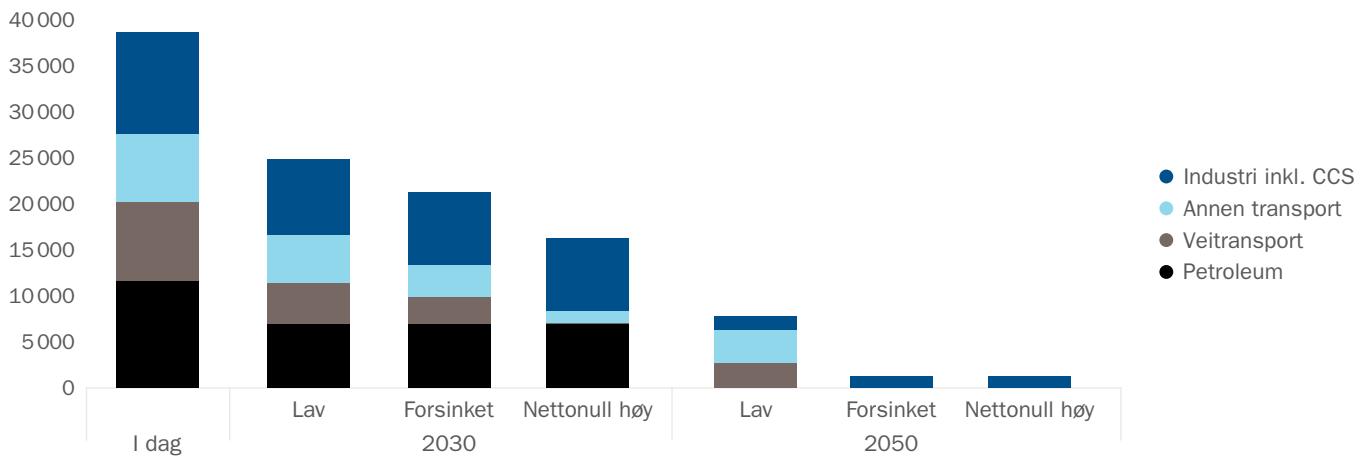
henholdsvis 16 og 6 prosent lavere enn *Nettonull høy* scenariet i 2030 (figur 7). Et økende kraftforbruk, men stor usikkerhet knyttet til vekst-raten, er i tråd med vurderingene fra andre analysemiljøer¹⁹. I alle scenariene er det klart at det vil være nødvendig å øke norsk kraftproduksjon, og at Norge bør legge til rette for dette. Samtidig må investeringene ta høyde for høy usikkerhet rundt framtidig forbruksvekst som igjen i stor grad avhenger av politiske veivalg om både raskere utslippskutt og videre industrivekst.

Selv om vi legger til grunn en betydelig energieffektivisering i våre analyser, ser vi en økning av kraftbehovet i alle de ulike scenariene.

7 Kraftforbruk mot 2050 (TWh) for ulike scenarier (venstre) og kraftforbruk fordelt på sektorer i 2050 (høyre)



8 Utslipp i transport-, industri- og petroleumssektorene (Mt CO₂)



Transportsektoren: Både enkle og vanskelige utslippskutt

For å nå klimamålene kreves fortsatt rask innfasing av elbiler i persontransport, og i økende grad elektriske varebiler og lastebiler. Parallelt må det legges til rette for økt bruk av biodrivstoff, utslippsfritt hydrogen og syntetiske drivstoff i tungtransport, skip og luftfart.

I transportsektoren vil overgang til batterielektriske løsninger for lette kjøretøy, bybusser og mindre fartøy være det viktigste tiltaket for utslippskutt. Elbiler vil være en billigere og mer

energieffektiv løsning enn de fossile alternativene, og derfor er fortsatt utbygging av nødvendig infrastruktur, både kraftnett og ladeinfrastruktur, viktig. For tyngre kjøretøy, skip og luftfart er overgangen mer krevende fordi alternative drivstoff som avansert biodrivstoff og utslippsfritt hydrogen må bidra som løsninger der batterielektriske løsninger møter volum- og/eller vektbegrensninger. I scenariene får vi også noe bruk av hydrogenderivater som utslippsfri ammoniakk og andre syntetiske drivstoff, samt mer energieffektivisering. De alternative drivstoffene har generelt mye høyere

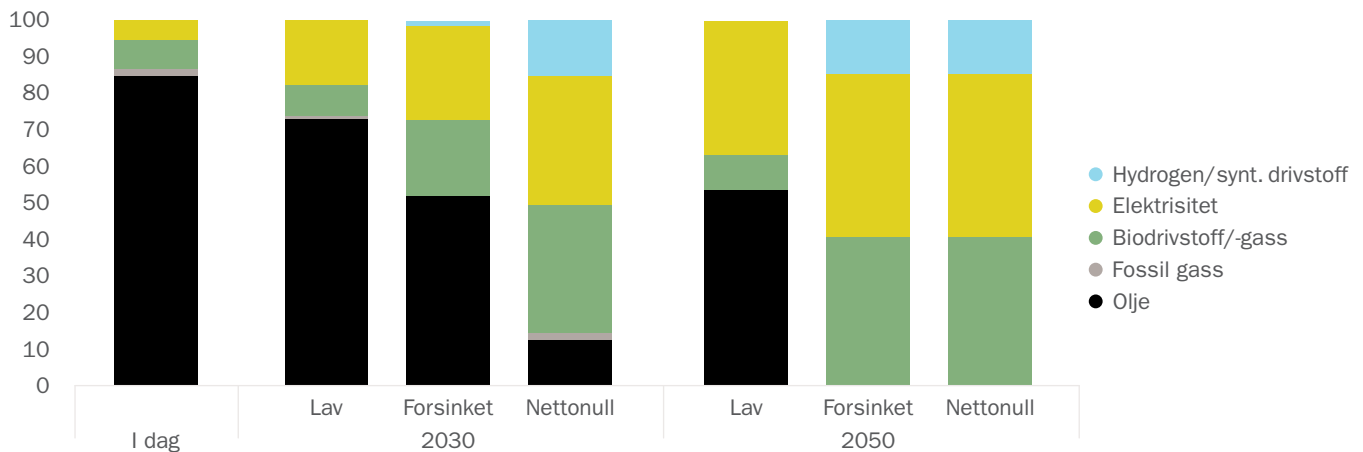
energitap enn batterielektriske løsninger. Kjøretøy, fartøy og fly har lang levetid, og det vil ta tid å skifte ut flåtene. En del nullutslippsløsninger for tyngre transportsegment er også teknologisk umodne, samtidig er investeringskostnadene høye og infrastruktur mangler. Dette kan forsinke tempoet i omstillingen av transportsektoren.

Våre modellresultater viser at raske og kraftige utslippskutt i transportsektoren er nødvendig for å nå utslippsmålene for 2030 og 2050 (figur 8). I *Nettonull høy* reduseres utslippene fra transport betydelig

Norges klimaambisjoner og måltall for transportsektoren

Norge har ambisjon om å halvere utslippene fra transportsektoren innen 2030 sammenliknet med 2005. I tillegg er det satt mål om at nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy allerede i 2025, det vil si om under to år, og nye bybusser skal være nullutslipp eller bruke biogass. Innen 2030 skal alle nye tunge varebiler, 75 prosent av nye langdistansebusser og 50 prosent av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy. Det er et mål om at kollektivtrafikk skal være utslippsfri innen 2025, og innen 2030 skal varedistribusjonen i de største bysentrene være tilnærmet nullutslipp, mens utslipp fra innenriks sjøfart og fiske skal halveres²⁰. Parallelt vil en del av sjøfarten innlemmes i EUs kvotesystem.

9 Energibruk i transport fordelt på energibærere i dag, i 2030 og i 2050 (%)



allerede før 2030 og går til null i 2050 fra rundt 16 Mt CO₂ i dag. Dette er et uttrykk for at utslippskutt i dette segmentet har relativt lavere kostnader målt mot andre klimatilstand, men det må tilføyes at det i praksis vil være svært krevende å kutte transportutslipp i dette tempoet. Hvis utslippene i transportsektoren kuttes saktere enn i *Nettonull høy* vil det kreves større kutt fra andre sektorer for å nå 2030 klimamålet, for eksempel ved karbonfangst og lagring innen avfallsforbrenning og industri.

I dag står veitransport for 54 prosent av utslippene i transportsektoren. Utslippene i personbilsegmentet faller raskest fra i dag. I scenariet *Lav klimaambisjon* er veitransport fortsatt ansvarlig for 43 prosent av transportutslippene i 2050, med nesten 3 millioner tonn CO₂ per år. Dette kommer i hovedsak fra tyngre kjøretøy. I dette scenariet sitter vi totalt igjen med drøye 6 Mt CO₂ med utslipp i transportsektoren i 2050 (figur 8)¹.

I *Nettonull høy* er transportsektorens kraftforbruk i 2030 på 14 TWh. Tilsvarende tall i 2050 er 18 TWh elektrisitet og 6 TWh hydrogen. Elektrisitetsandelen av total energibruk øker fra rundt 4 prosent i dag til en tredjedel i 2030 og 45 prosent i

2050. Laveste elektrisitetsandel får vi i scenariet med *lav klimaambisjon* der vi ender med en elektrisitetsandel på 37 prosent og 16,5 TWh kraftforbruk i 2050 (figur 9).

Scenarioanalysen viser også hvordan høyere klimamål krever raskere og kraftigere innfasing av biodrivstoff og hydrogen. I 2050 er hydrogenandelen i transport 15 prosent i *Nettonull høy* og *Forsinket*, mens hydrogen til transport ikke er en del av transportløsningen i *Lav*, ettersom fossile drivstoff fortsatt brukes i en del tyngre transportarbeid som vanskelig lar seg erstatte med batterielektriske løsninger (figur 9).

I *Nettonull høy* scenariet trengs 14 TWh biodrivstoff i transport i 2050, mens scenariet med *lav klimaambisjon* har 4 TWh biodrivstoff både i 2030 og 2050. For biodrivstoff er tilgangen til bærekraftig biomasse den viktigste begrensningen i våre analyser. I en sensitivitetanalyse der vi åpner for import av mer bærekraftig biodrivstoff til dagens kostnad, nær dobles bruken av biodrivstoff til transport i 2050 i *Nettonull* scenariet. De økte mengdene importert biodrivstoff erstatter da både noe elektrisitet, men også mye hydrogen. Gitt dagens forventninger til den globale etterspørselen etter bærekraftig biodrivstoff anser vi

en så høy tilgang til importert, bærekraftig biodrivstoff til relativt lave kostnader som lite sannsynlig, uten et teknologisk gjennombrudd.

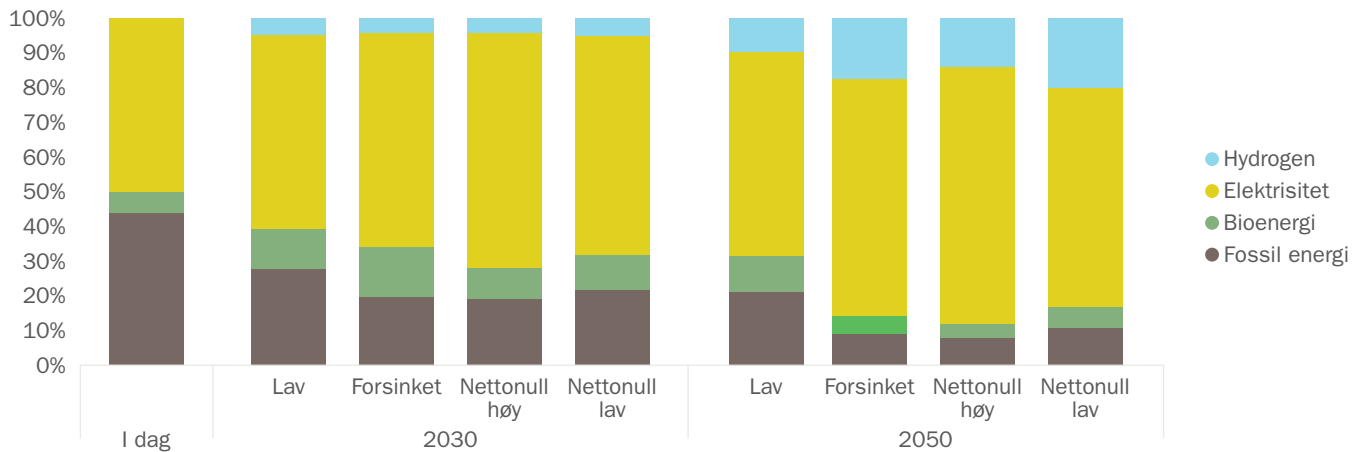
I alle scenariene reduseres energibruken i transport i 2050 fra dagens nivå selv om transportomfanget øker. Dette skyldes i hovedsak en overgang fra dagens forbrenningsmotor til batterielektriske kjøretøy som er svært energieffektive.



I *Nettonull* øker elektrisitetsandel i energibruk til transport fra rundt 4 prosent i dag til en tredjedel i 2030 og 45 prosent i 2050.

¹ Klimagassutslipp fra internasjonal sjøfart og luftfart er ikke inkludert.

10 Energibruk i industri fordelt på energibærere i 2030 og 2050 (%)



Industrien: Kraftbehovet kan mer enn doubles til 2050, men utfallsrommet er stort

Direkte elektrifisering og indirekte elektrifisering via hydrogen er viktige klimatiltak i industrien. Elektrisitet er og blir den største energibæreren i norsk industri fram mot 2050. Kraftbehovet i industrien øker betydelig i våre scenarier, men veksttakten i forbruket er usikker, både for eksisterende og ny industri. I vårt Nettonull høy scenario øker industriens kraftforbruk med 140 prosent fra i dag til 2050, mens i vår Nettonull lav sensitivitet øker industriens kraftforbruk kun med rundt 30 prosent i samme periode.

Industrien i Norge er mangeartet, og for å nå nullutslipp i denne sektoren vil det være behov for alle de kjente klimaløsningene: Energieffektivisering, elektrifisering, hydrogen, bioenergi, karbonfangst og lagring (CCS), samt økt resirkulering og gjenbruk. Det er lange ledetider for mange av disse tiltakene, og for noen utslippskilder i industrien finnes det per i dag ikke åpenbare løsninger, men det jobbes her med å utvikle helt nye teknologier²¹.

Norsk industri har allerede energi-effektivisert betydelig de siste 10-20 årene. Selv om mye av potensialet er tatt ut, er det fortsatt mulig å optimalisere en del prosesser for å bruke mindre energi i tilvirkningen av produktene. Økt resirkulering og

gjenbruk av materialer reduserer ofte både bruken av råvarer og energibehovet. Et eksempel på dette er resirkulering av aluminium som kun krever fem prosent av energien som brukes for å produsere primæraluminiumet.

I mange tilfeller vil direkte bruk av elektrisitet være det mest effektive klimatiltaket i industrien. Dette kan for eksempel innebære å erstatte gass med elektrisitet til damp eller varme. I noen industrier kommer imidlertid utslippene fra selve prosessen. Dette er for eksempel tilfellet for sementproduksjon hvor karbonfangst er et mulig tiltak for å fange utslippene etter prosessen. I stålindustrien brukes kull som reduksjonsmiddel, og her er bruk av utslippsfritt hydrogen et alternativ, mens bruk av trekull eller biokarbon er et alternativt reduksjonsmiddel i produksjon av ferrolegeringer. Bioenergi med karbonfangst- og lagring kan bidra til å fjerne CO₂ og dermed gi negative utslipp.

I dag kommer litt under halvparten av energibruken i fastlandsindustrien fra fossil energi, rundt halvparten fra elektrisitet og resten fra bioenergi²². I vårt Nettonull høy scenario øker elektrisitetsandelen til to-tredjedeler og tre-fjerdedeler i 2030 og 2050. Samtidig reduseres fossilandelen til rundt 20 prosent i 2030 og 8 prosent i 2050. I Lav-scenariet reduseres bruken av fossil energi i et saktere tempo og står fortsatt for rundt 30 prosent av energibruken i

2030 og 20 prosent i 2050, mens elektrisitetsandelen dekker 60 prosent av energibruken i 2050 (figur 10).

Som nevnt tidligere er forventninger rundt den underliggende industriveksten en vesentlig parameter for framtidig kraftbehov i Norge også uavhengig av klimamål. I Nettonull lav sensitiviteten med lav industrivekst får vi en økning i kraftforbruket til industrien med litt under 20 TWh fra i dag til 2050. I Nettonull høy scenariet med høy industrivekst øker kraftforbruket med rundt 70 TWh fra i dag til 2050. Den økningen tilsvarer omtrent halvparten av dagens totalforbruk.

For å nå klimamålene i Nettonull scenariet trengs 5 TWh utslippsfritt hydrogen til industrien i 2030 og 22 TWh i 2050 i våre analyser. I våre modellresultater forbrukes 11 TWh bioenergi i industrien i 2030 i form av biokull, biodrivstoff og biomasse. I vårt Nettonull høy scenario reduseres bruken av bioenergi i industrien til 7 TWh i 2050. Nedgangen henger sammen med en begrenset biomassetilgang og økt bruk av bioenergi i transportsektoren. I Lav scenariet vil industrien derimot forbruke 12 TWh med bærekraftig bioenergi i 2050 ettersom det trengs mindre biodrivstoff i transportsektoren. Vi har også kjørt en sensitivitetsanalyse der vi kan importere mer biokull og biodrivstoff fra andre land. I dette tilfellet ser vi at biokull erstatter noe av hydrogen-



behovet i industrien i vårt *Nettonull høy* scenario. Hydrogenforbruket i industrien blir da halvparten så stort i 2050 og ender på 11 TWh. Dette er på samme nivå som vi får i Lav-scenariet (figur 10).

I våre modellanalyser kommer mesteparten av hydrogenproduksjonen fra elektrolyse og fornybar kraft. Blått hydrogen fra fossil gass med karbonfangst og -lagring vil fortsatt stå igjen med mellom 3 og 10 prosent av utslippene, noe som gjør det krevende å nå nettonull klimamålet i 2050 uten å samtidig investere i teknologier som gir negative utslipp. En fangstrate lavere enn nær 100 prosent for CCS teknologier blir generelt en utfordring jo nærmere vi kommer nettonull klimamålet og

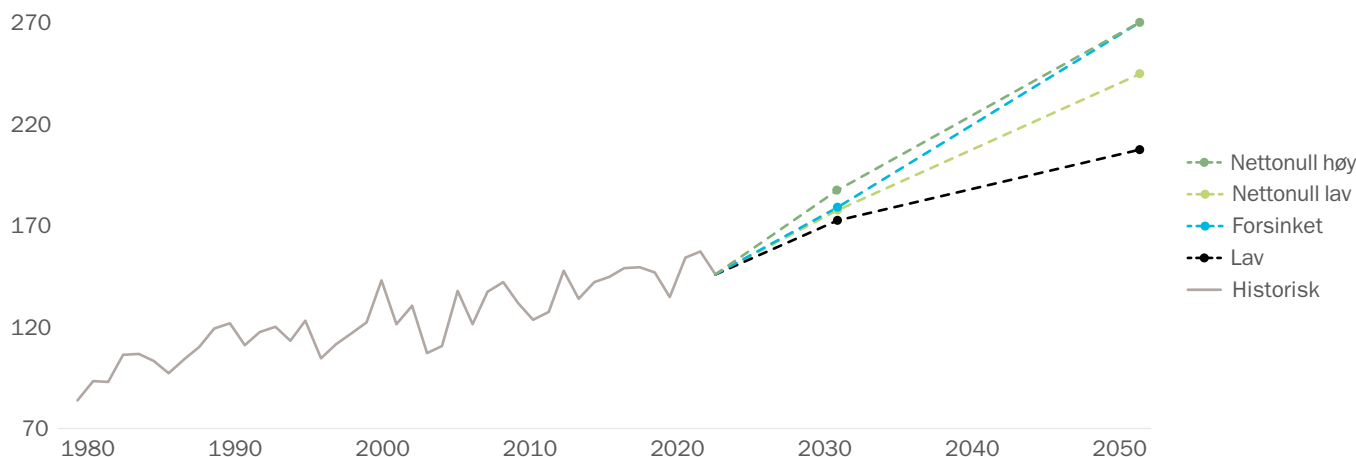
må kompenseres med teknologier for å fjerne CO₂, som å fange CO₂ fra luften (DACCS) eller bioenergi med CCS (BECCS).

I våre analyser reduseres utslippene fra fastlandsindustrien i *Nettonull høy* scenariet til rundt 8 Mt CO₂ i 2030 og rundt 4 Mt CO₂ i 2050 fra rundt 11 Mt CO₂ i dag. I Lav-scenariet har vi fortsatt 7 Mt CO₂ utslipp fra industrien i 2050. I tillegg fanges mellom 3 og 6 Mt CO₂ ved karbonfangst og lagring (CCS) i 2050 i våre scenarier. CCS blir anvendt i sementindustri, aluminium, metallindustrien og blått hydrogen.

Vi har også kjørt sensitivetsanalyser med økt bruk av BECCS og DACCS. Dette er ikke inkludert

i de tre hovedscenariene ettersom det fortsatt er usikkert hvor raskt og i hvilket omfang teknologier for å fjerne CO₂ vil tas i bruk og hvilke kriterier og regler som vil gjelde for å beregne og insentivere negative utslipp. Med høy bruk av BECCS og DACCS fanges nær 9 Mt CO₂ i 2050 i våre analyser, samtidig som vi får høyere direkte utslipp i transport- og industrisektoren i 2030 og 2050. I denne sensitivetsanalysen fjernes rundt 3 Mt CO₂ ved karbonfangst og -lagring med bioenergi fra fjernvarme i 2050. Økt bruk av teknologier som fjerner CO₂ resulterer i lavere etterspørsel etter både biodrivstoff, hydrogen og fornybar kraft ettersom CCS bruker mindre kraft per tonn CO₂ redusert enn de andre alternativene.

11 Norsk kraftproduksjon i dag, 2030 og 2050 for ulike scenarier (TWh)



Kraftproduksjon: Behov for rask utbygging av fornybar kraft

Som følge av økende kraftbehov og konkurransedyktige fornybarressurser øker norsk kraftproduksjon betydelig i alle våre scenarier. Vannkraften forblir størst helt til 2050 i alle scenarier, mens vindkraft på land og til havs vokser mest. Selv om den faktiske fordelingen av ulike kraftteknologier framover er usikker, viser våre analyser at det er kostnadseffektivt for Norge å legge opp til en kombinasjon av ulike fornybarteknologier mot 2050.

Som beskrevet i kapitlene over bidrar særlig direkte og indirekte elektrifisering og forventet industrivekst til at kraftforbruket i Norge vokser i alle våre scenarier. Dette bidrar til at også norsk kraftproduksjon øker mot 2030 og 2050 (figur 11). I våre modellresultater er den midlere kraftproduksjonen i Norge mellom 170 og 190 TWh i 2030 for de tre hovedscenariene, mot normalårsproduksjon på 156 TWh i dag²³. I 2050 øker kraftproduksjonen ytterligere til mellom 205 og 270 TWh.

I *Nettonull høy* scenariet der Norge når 2030 og 2050 klimamålet med høy industrivekst står vannkraft for rundt 15 prosent av veksten i kraftproduksjon fra i dag til 2050, solkraft

for 9 prosent, havvind for 46 prosent og vindkraft på land for 31 prosent. Kraftproduksjonsmiksen i 2050 i *Nettonull høy* er snau 60 prosent vannkraft, omtrent 20 prosent landbasert vindkraft, 20 prosent havvind og omtrent 4 prosent solkraft. Vannkraften forblir den største og viktigste produksjonsteknologien i våre scenarier, mens vindkraft vokser mest (figur 12).

Generelt har landbasert vindkraft god økonomisk konkurransevne mot andre løsninger i Norge og i utlandet. Dersom vi hadde rendyrket en mest mulig kostnadseffektiv og lønnsom energiomstilling ville andelen landbasert vindkraft vært høyere på bekostning av solkraft og havvind enn hva våre resultater viser. I de følgende kapitlene drøfter vi rollen til de enkelte fornybarteknologiene mer i detalj og hvilke begrensninger vi har lagt til grunn i analysene for de ulike teknologiene.

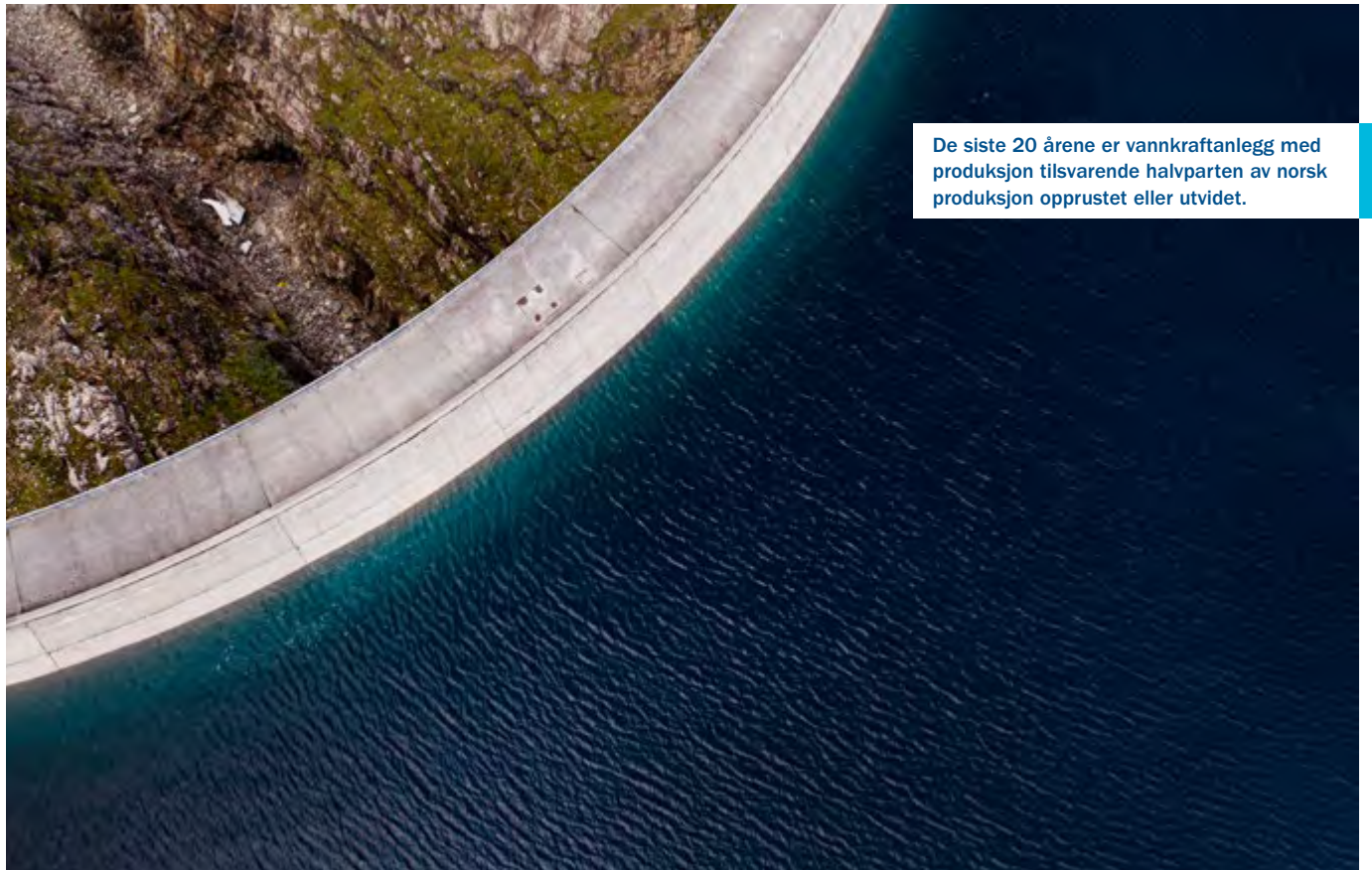
Vannkraft: Flexibiliteten blir enda mer verdifull

Vannkraften står for rundt 90 prosent av all norsk kraftproduksjon i dag og rundt 60 prosent i 2050 i våre analyser. Vannkraften bidrar i økende grad med nødvendig

flexibilitet i det framtidige kraftsystemet. I tillegg vil vannkraftmagasinenes flomdempende rolle bli viktigere med endret klima.

Norge har over 1700 vannkraftverk med samlet installert effekt på 33 730 MW. De siste 20 årene er vannkraftanlegg med produksjon tilsvarende halvparten av norsk produksjon opprustet eller utvidet²⁴. Med et mer væravhengig kraftsystem blir det enda viktigere å bevare og forbedre fleksibiliteten i vannkraften. Det er fortsatt et betydelig potensial for opprustning, utvidelser og effektøkning ved eksisterende vannkraftverk i Norge²⁵.

Effektoppgraderinger i eksisterende vannkraftverk kan bidra med vesentlig økning av den regulerbare effektreserven i Norge, noe som er positivt for prisstabilitet, forsyningsikkerhet og innfasing av ny vind- og solkraft. På den andre siden vil strengere krav til manøvrering og minstevann kunne redusere muligheten til å flytte produksjonen i tid. Vannkraftmagasinenes flomdempende rolle blir viktigere og bør både bevares og styrkes. Eksempelvis var denne rollen betydelig under uværet «Hans» på Østlandet da deler av de enorme nedbørsmengdene ble holdt tilbake i magasinene og bidro til å redusere



De siste 20 årene er vannkraftanlegg med produksjon tilsvarende halvparten av norsk produksjon opprustet eller utvidet.

Sted: Førrevassdammen, Norge

flomtoppen, for eksempel ved Nesbyen i Hallingdal^{i,26}. Behovet for flomdemping fra vannkraften forventes å øke med klimaendringer.

I våre analyser er det lagt til grunn en økning i både energi og effekt fra vannkraft i alle scenariene fram mot 2050. Scenariene forutsetter mellom 7,5 og 17 TWh mer produksjon fra vannkraft i 2050 enn i dag i normalårsproduksjon, med størst økning i effekt og produksjon i vårt *Nettonull høy* scenarioⁱⁱ. Produksjons-

økningen tilsvarer en installert effekt på mellom 36 og 40 GW i 2050.

Vannkraft vil i økende grad bidra som «støtdemper» i kraftsystemet ettersom andelene sol- og vindkraft vokser, og slik sett bidrar vannkraften med nødvendig fleksibilitet i det framtidige kraftsystemet. I motsetning til de fleste andre fleksibilitetsløsninger kan vannkraften bidra med fleksibilitet både på kort (fra sekunder til timer og døgn) og lang sikt (dager, uker, sesonger og år)ⁱⁱⁱ.

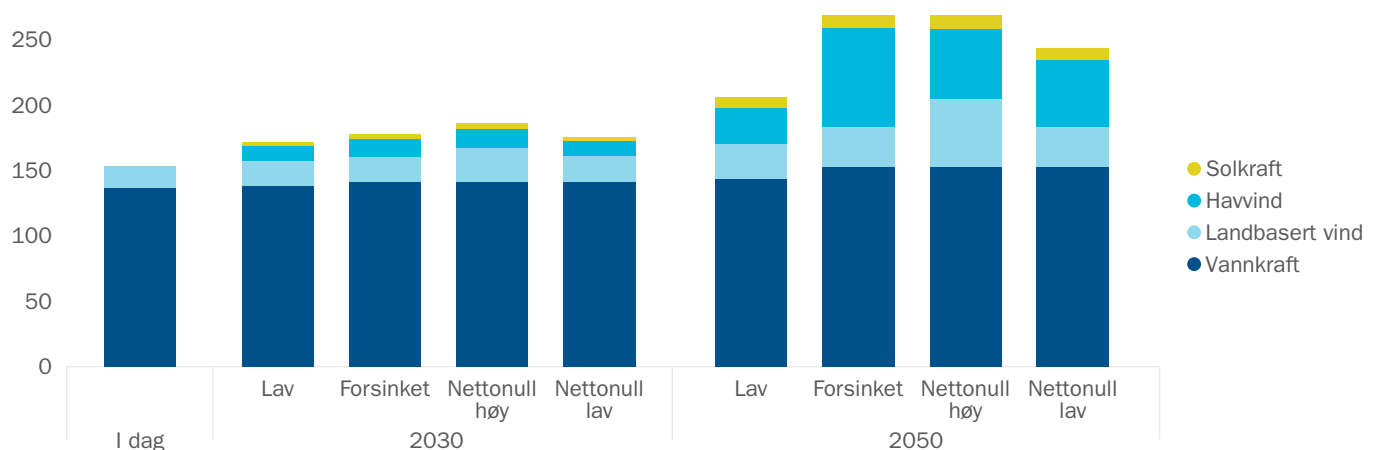
ⁱ Ved uværet «Hans» i august 2023 ble eksempelvis 700 kubikkmeter per sekund (m³/s) med vann holdt tilbake i magasinene i Hallingdal, hvorav om lag 150 m³/s kom av forhåndstapping dagene før.

Ved Bergheim ved Nesbyen fikk man en 100-årsflom. Det førte til betydelige skader. Men uten vannmagasiner kunne det vært en 1000-årsflom med uante følgeskader både i Hallingdal, og lengre ned i Drammensvassdraget.

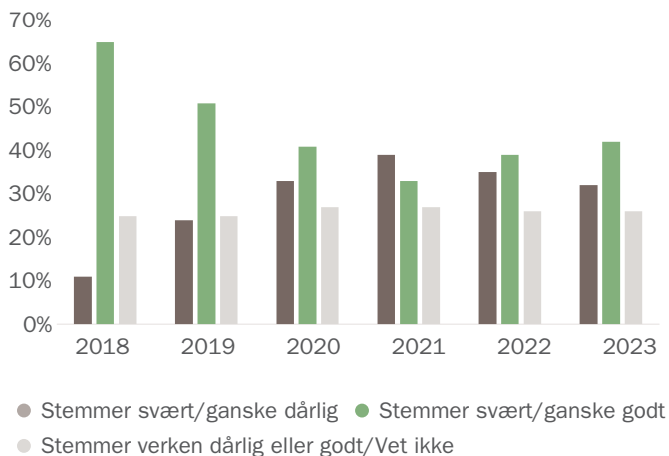
ⁱⁱ Med normalårsproduksjon menes en forventet produksjon over en tilsigsperiode på flere værår. Ett værår menes et detaljert, historisk konsistent værdatasett (vind, sol, tilsig, temperatur) over et år som typisk brukes for å modellere framtidig værvariasjoner. Med tilsig menes vannet som renner inn til vannkraftverk og magasiner.

ⁱⁱⁱ Vannkraftverk har en viktig rolle for å levere systemtjenester for kortsiktig balansering, det er for eksempel kun vannkraftverk som leverer primærreserver i Norge.

12 Norsk kraftproduksjon i 2030 og 2050 i ulike scenarier, fordelt på produksjonsteknologier (TWh)



13 Resultater fra holdningsundersøkelse: «Bør Norge øke vindkraftproduksjonen på land?» (CICERO) ²⁸



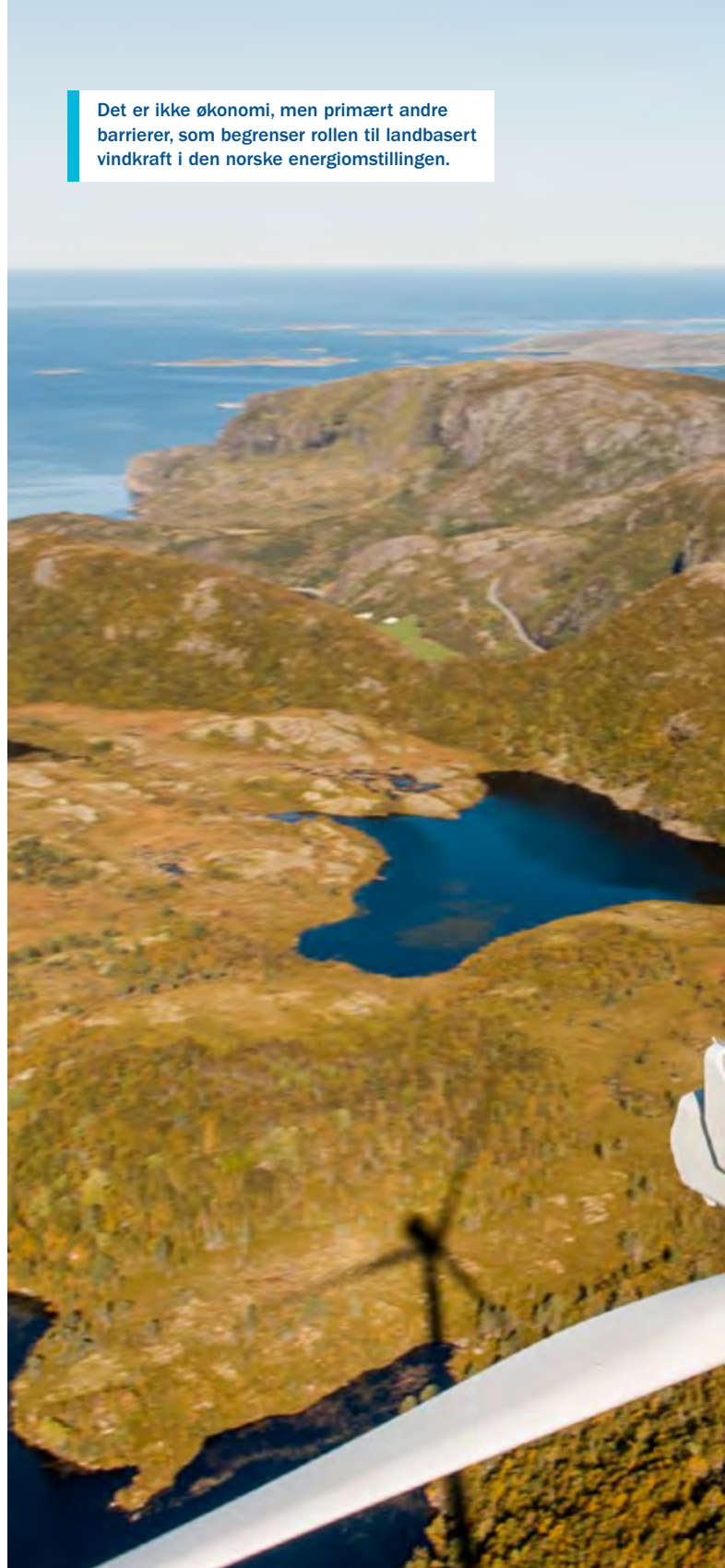
Det er ikke økonomi, men primært andre barrierer, som begrenser rollen til landbasert vindkraft i den norske energiomstillingen.

Vindkraft på land: Kan gi mye rimelig kraft, men arealkonflikter demper veksten

Norge har et svært godt ressursgrunnlag for landbasert vindkraft. Våre modellanalyser viser at det er billigere for samfunnet å bygge ut relativt store volum vindkraft i alle scenariene enn å velge alternative teknologier. Det er ikke økonomi, men primært andre barrierer, som dermed begrenser hvor stor rolle landbasert vindkraft skal ha i den norske energiomstillingen. I praksis betyr dette at aksepten for landbasert vindkraft framover, sammen med konsesjonsprosesser og skatteregime, vil være med å påvirke hvor dyrt det blir å nå Norges klimamål og våre muligheter til å bygge ny lønnsom industri.

Vindkraft på land har stått for den største kraftproduksjonsveksten i Norge de senere årene, og grunnnet gunstige vindforhold har landbasert vindkraft også framover et stort potensial som kan realiseres i vesentlig volum i Norge. Vindkraft har også en gunstig sesongmessig produksjonsprofil med høyest produksjon om vinteren. Den uregulerbare produksjonen håndteres godt i det norske fleksible vannkraftbaserte kraftsystemet. Veksten i ny vindkraft har imidlertid avtatt på grunn av stans og forsinkelser i konsesjonsprosessene og usikkerhet knyttet til skatteregimet.

Kostnadene per produsert energienhet fra vindkraft varierer betydelig fra område til område grunnet de underliggende vindforholdene. Hvis vi legger kostnader og lønnsomhet til grunn i våre energisystemmodeller, vil relativt store volum med landbasert vindkraft være

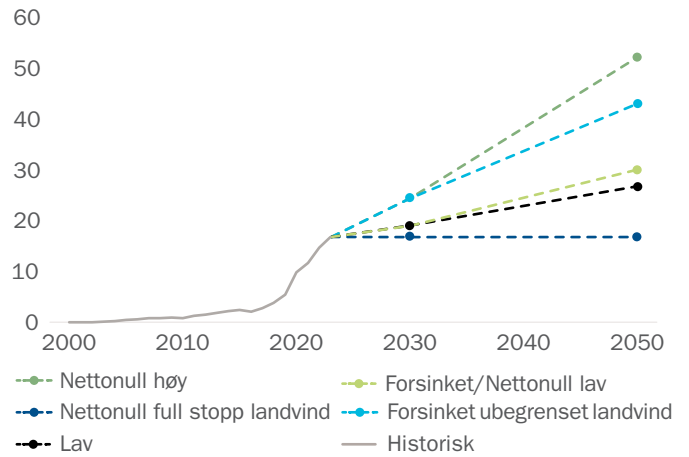


den foretrukne løsningen i alle scenariene. Mot 2040 og 2050 forventer vi imidlertid at kostnadsdifferansen mellom vindkraft på land og havvind gradvis minker slik at gode havvindprosjekter i økende grad kan konkurrere med vindkraftprosjekter på land.

Holdninger og preferanser rundt klima og ny vindkraft har variert over tid, og de seneste årene har utbygging av landbasert vindkraft vært svært konfliktfylt. En undersøkelse utført av Cicero viser at i fem av seks år mellom 2018 og 2023, har flertallet av respondenter vært positive til økt vindkraftproduksjon på land.



14 Kraftproduksjonen fra landbasert vindkraft i Norge, historisk og framover for ulike scenarier og sensitivitetsanalyser til 2050 (TWh)



plan- og bygningsloven, framover få større påvirkning i utbyggingsprosessene for vindkraft på land²⁹. I tillegg til større innflytelse vil kommunene også få økte inntekter fra enkeltprosjekter. Dette kan bidra til bedre prosesser og mer lokal aksept for vindkraften framover, selv om det kan føre til at prosjektene tar lengre tid.

I våre scenarier har vi lagt til grunn ulike begrensninger i utbygging av landbasert vind der det mest restriktive er full stopp i utbygging fra i dag som betyr en årlig produksjon på omtrent 17 TWh til 2050. I *Nettonull høy* scenariet legger vi til grunn at det åpnes for relativt betydelig videre vekst for landbasert vindkraft, men dog i et lavere tempo enn i perioden 2015-2022. I dette scenariet ender vi på 25 TWh vindkraftproduksjon i 2030 og 52 TWh i 2050. I *Forsinket* scenariet og *Nettonull lav* sensitiviteten begrenses vindkraftutbygging på land til 19 TWh i 2030 og 30 TWh i 2050 (figur 14).

Alle scenariene har en lavere årlig vekst for vindkraft på land enn hva vi har sett i perioden 2015-2022. Landbasert vindkraft står for mellom 6 og 20 prosent av den norske kraftproduksjonen i 2050 i våre scenarier, tilsvarende mellom 5 og 15 GW installert kapasitet. Våre analyser viser at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt med mer vindkraft på land, særlig i *Nettonull høy* scenariet der Norge både når klimamålene, og vi får en høy industrivekst.

Unntaket var i 2021 (figur 13). I 2018 mente 65 prosent av respondentene at Norge bør øke vindkraftproduksjonen på land. Motstanden toppet seg i 2021 og har deretter gått noe ned i disse undersøkelsene. Forskning viser at oppslutningen om vindkraftprosjekter øker hvis det er lokalt eller nasjonalt eierskap og hvis kraften dekker et lokalt behov²⁷.

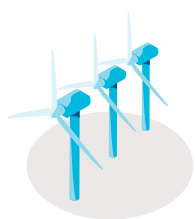
Større lokal aksept for vindkraft forutsetter gode prosesser, løsninger for sameksistens, samt ivaretagelse av urfolks rettigheter og tiltak for å begrense miljøavtrykket. Kommunene vil, gjennom

Vindkraft og arealbruk

Det er mange typer arealbruk i Norge, og ulike inngrep har ulik påvirkning på naturen. Vindkraft har hatt en raskt økende arealbruk i Norge siden 2010. Hvis vi kun ser på fotavtrykket fra selve vindparken, gir dette et begrenset inngrep i forhold til mange andre aktiviteter som veier og bygninger¹.

I dag tilsvarer det fysiske inngrepet fra landbasert vindkraft i Norge på ca 20,3 km², noe som øker i våre analyser til 32 og 72 km² i 2050 i *Forsinket og Nettonull høy* scenariet³⁰. Dette tilsvarer under 0,006 prosent av Norges landareal i dag og henholdsvis 0,01 og 0,03 prosent i 2050. Hvis vi legger til grunn et større område, definert som planområdet, vil vindkraft på land dekke mellom 0,3 og 0,5 prosent av Norges landareal i 2050. Visuelt influensområde rundt vindparken er vesentlig høyere. I forhold til de fleste andre land i Europa bruker Norge og Norden en betydelig lavere andel av sitt landareal til vind- og solkraftproduksjon. Framover er det viktig at naturinngrepen begrenses. For å belyse avveininger mellom areal, vindparkstørrelse og kostnader har vi sammenlignet kostnader og arealbruk i tre illustrative vindparker i Norge, med forutsetninger som vist under.

Eksempelet viser at arealbruken per produserte energienhet er omtrent 70 prosent høyere for vindpark på industritomt i forhold til en stor vindpark per energi produsert (hektar/GWh) for vindpark på industritomt. Her er imidlertid arealet allerede på et utbygd område («grått areal») så naturpåvirkningen forventes å bli liten. I tillegg er vindturbinene lavere og dermed mindre synlige. Kostnadene per produsert kWh øker imidlertid kraftig i forhold til en stor vindpark med gode vindressurser, opp 75 prosent med våre forutsetninger. Da har vi trukket fra kostnadsbesparelser ved at adkomstvei og nettilknytning er på plass. Kostnadsøkningen skyldes dårligere vindressurser og lavere turbiner. Med våre forutsetninger gir lavere turbiner på lokalitet med gode vindressurser omtrent 50 prosent høyere kostnader enn det vi kan oppnå med flere og høyere turbiner på samme lokalitet. Selv om vindkraft på industritomt får betydelig økte kostnader relativt til en stor vindpark med gode vindressurser, vil et vindkraftanlegg på «grå arealer» fortsatt kunne være mer konkurransedyktig enn de fleste andre teknologier, som havvind og kjernekraft (figur 15). Det må presiseres at dette er eksempler på kostnadsberegninger, og det vil være store individuelle variasjoner for ulike prosjekter, særlig avhengig av lokale vindforhold. Vi legger til grunn at det vil være behov for alle disse ulike typene prosjekter i Norge framover der hensyn til naturinngrep, arealbruk, klima, kraftproduksjon, lokal støtte og kostnad må balanseres.



Stor vindpark:

- Bygget på område med gode vindressurser:
- 7 MW turbiner,
 - 1950 hektar fotavtrykk
 - 470 GWh årlig kraftproduksjon



Mindre vindpark:

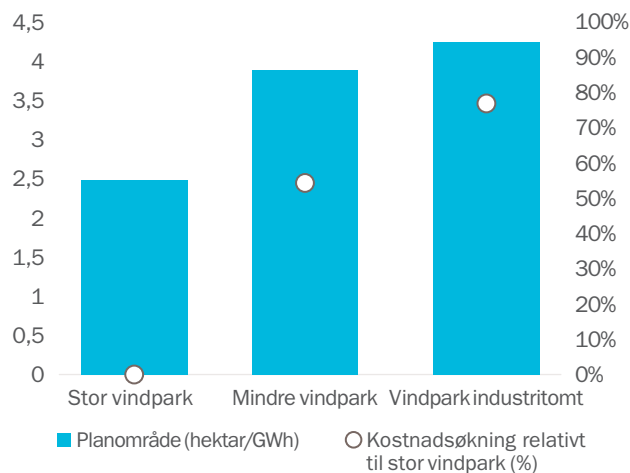
- Bygget på område med gode vindressurser
- 4,5 MW turbiner,
 - 880 hektar fotavtrykk
 - 130 GWh årlig kraftproduksjon



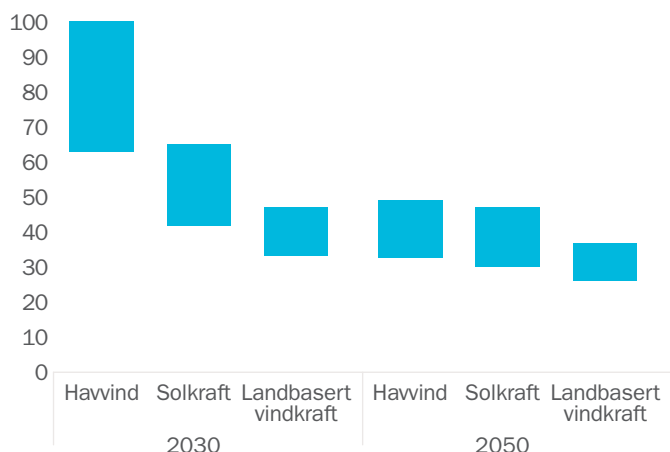
Vindpark på «grått areal»:

- Bygget på industritomt med allerede utbygd infrastruktur
- 4,5 MW turbiner,
 - 300 hektar fotavtrykk
 - 60 GWh årlig kraftproduksjon

15 Sammenligning av direkte påvirket areal (planområde, hektar/GWh, venstre akse) og forventede kostnadsforskjeller per energienhet (i prosent, høyre akse) for tre ulike illustrative vindparker på land



16 Utfallsrom for forventede levetidskostnader for solkraft, havvind og landbasert vind i Norge i 2030 og 2050 (EUR/MWh)ⁱⁱⁱ



Analysene viser også at de billigste havvindparkene fra rundt 2040 vil kunne konkurrere med dyrere landbaserte vindparker.

Havvind: Venter kostnadsfall og store kraftvolum

Vi forventer betydelige kostnadsreduksjoner for havvind mot 2050. Selv om mange landbaserte vindkraftprosjekter fortsatt vil være billigere, kan norsk havvind gi svært store kraftvolum. I scenarier og sensitiviteter som når nettonull utslipp i 2050 er norsk havvindproduksjon 50 TWh eller høyere. På sikt oppnår vi større utslippskutt og lavere kostnader for samfunnet om havvind i Nordsjøen bygges med hybrid-forbindelserⁱⁱ.

Havvind ventes å vokse kraftig i Europa mot 2050. Eksempelvis har EU ambisjoner om å nå 300 GW installert kapasitet innen 2050. Tyskland, Danmark, Belgia og Nederland har sammen en ambisjon om 65 GW installert kapasitet allerede innen 2030, mens Storbritannia alene har ambisjon om 50 GW innen samme år. Til sammenligning var den akkumulerte installerte sol- og vindkraftkapasiteten i EU i 2022 på henholdsvis rundt 210 GW og 200 GW³¹.

Selv om havvindambisjonene kan synes høye, er det hevet over tvil at Europas havvindutbygging vil gi store mengder ny fornybar kraft inn i det nord-europeiske og nordiske kraftmarkedet mot 2050, og slik sett vil havvind også bidra til en styrket nord-europeisk og nordisk kraftbalanse. Dette påvirker også Norge siden vi er en del av et felles nordisk kraftmarked.

I vurderingen av norsk havvind framover er det nyttig å skille mellom ønsket om utbygging av havvind i Norge for å styrke det norske kraftsystemet og kutte norske utslipp på den ene siden, versus målet om å bygge opp en konkurransedyktig norsk leverandørindustri innenfor flytende havvind på den andre siden. Det skyldes blant

annet at rammebetingelser og virkemidler til dels vil være forskjellige, selv om en parallell utvikling av norsk havvindproduksjon og norsk havvindindustri trolig kan gi synergier.

I denne rapporten diskuterer vi imidlertid havvind primært i lys av behovet knyttet til kraftsystemet og ny konkurransedyktig kraftproduksjon i Norge. Dette er ikke en analyse av potensialet for leverandørindustri for norsk havvind. I våre kostnadsanalyser er havvind i Norge generelt dyrere enn landbasert vindkraft fram mot 2050 (figur 16). Samtidig forventer vi et raskere kostnadsfall, mindre lokal motstand og jevnere kraftproduksjon enn for vindkraft på land. Analysene viser også at de billigste havvindparkene fra rundt 2040 vil kunne konkurrere med landbaserte vindparker på mindre gunstige lokaliteter.

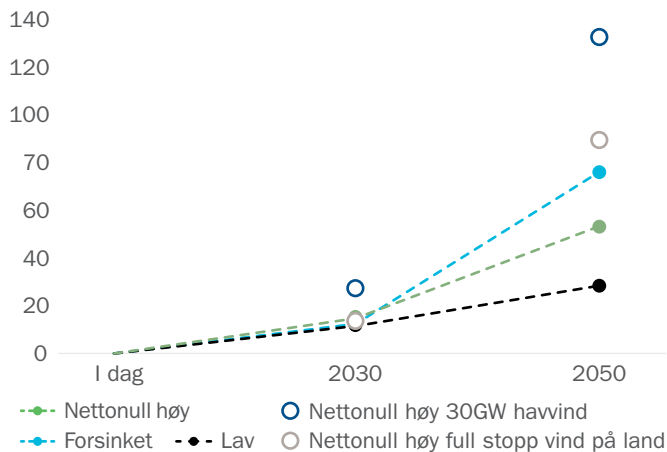
Havvindkostnadene forventes å falle mot 2050 av flere årsaker. Vi forventer at skalafordeler for både vindparker, turbiner og kabler, samt mindre materialbruk gjennom optimalisering av fundament reduserer kostnadene, særlig innen flytende havvindteknologier. Vi forventer også økt energiproduksjon fra stadig større turbiner, og bedre styringsmekanismer som reduserer tap.

ⁱ I *Forsinket og Nettonull høy* scenariet får vi henholdsvis 30 og 52 TWh vindkraftproduksjon i 2050. Vi har brukt typetallet 4000 m²/MW gjennomsnittlig fysisk inngrep for vind på land i Norge etter revegetering og typetallet 0.1163 km²/MW for planområdet (kilde: NVE). Med direkte fysisk inngrep eller fotavtrykk menes her selve inngrepene på bakken etter at anlegget er fullført med tilbakelegging av masser og restaurering. Med direkte påvirket areal eller planområdet menes et avgrenset areal i henhold til konsesjonssøknaden der vindkraftverket inkludert veier, oppstillingsplasser og vindturbiner skal plasseres innenfor.

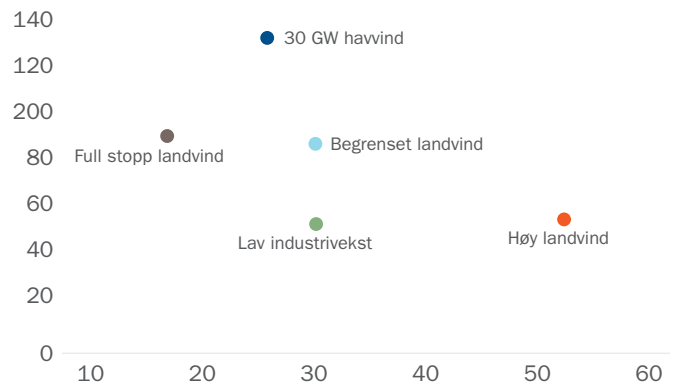
ⁱⁱ Med hybride nettforsinkelser menes løsninger hvor vindkraftproduksjonen tas inn til Norge, men hvor vindkraften også er tilknyttet andre land. Med radiell nettløsning menes en løsning der hele vindkraftproduksjonen tas kun inn til Norge.

ⁱⁱⁱ Utfallsrommet reflekterer primært områder med ulike underliggende sol- eller vindforhold, men også variasjon i nettkostnader og kostnader for flytende versus bunnfast teknologi for havvind.

17 Kraftproduksjon fra havvind i Norge i de tre scenariene (stiplet linje) og i to sensitiviteter (sirkler) (TWh)



18 Nettonullscenario med ulike sensitiviteter: Vindkraftproduksjon i Norge i 2050 fordelt på havvind (y-aksen) og landbasert vind (x-aksen) (TWh)



Forbedringer rundt skipstilgang og havneinfrastruktur, bedre selvdiagnostisering og fjernstyring av vedlikehold og bedre vindmålingssystemer kan også bidra til å redusere kostnadene. Muligheten for å sette sammen hele fundamentet på land reduserer installasjonsaktivitetene til havs og dermed kostnader for flytende sammenlignet med bunnfast. Det forventes høy konkurranse mellom aktørene i alle deler av verdikjeden for både bunnfast og flytende havvind, noe som presser kostnadene ned. Teknologien for flytende havvind er per i dag mer umoden enn for bunnfast, og kostnadsutviklingen er derfor også mer usikker. I Norge kan flytende havvind bygges relativt nærme land mange steder, noe som gir lavere nettkostnader.

I våre scenarier er havvind den teknologien som har det største utfallsrommet for årlig produksjon mot 2050. Den store usikkerheten skyldes til dels at det på den ene siden er høye politiske ambisjoner for havvindvekst, men på den andre siden er kostnadene høye i dag, prosjektene har lang ledetid og den faktiske utbyggingen avhenger av de politiske rammebetingelsene. I våre scenarier er installert havvindkapasitet rundt 2,5 GW rundt 2030, men økende etter 2030. Utbyggingstakten varierer blant annet med krafttetter spørsel i industrien, grad av aksept for utbygging av landbasert vindkraft og forutsetninger knyttet til kraftutvekslingskapasitet.

Som det går fram av figur 17, varierer den norske havvindproduksjonen i 2050 fra 28 til 76 TWh i våre tre hovedscenarier. Dette tilsvarer mellom 4 og 11 GW installert effekt (figur 17 og 18).

Havvindpotensialet i Norge er svært stort, og den politiske ambisjonen er å tildele totalt 30 GW prosjekter innen 2040. Det er for første gang i Norge gitt mulighet

til å søke konsesjon for de første prosjektmrådene på 4,5 GW for Utsira Nord og Sørilige Nordsjø II, samtidig som utlysning av nye prosjektmråder planlegges i 2025³². I våre analyser med nettonull utslipp innen 2050 er havvindvolumene relativt store og varierer blant annet med våre forutsetninger rundt aksept for landbasert vindkraft og vekst i kraftbehovet fra ny industri (figur 18).

I en sensitivetsanalyse hvor vi legger inn 30 GW havvind etter 2040 får vi 130 TWh kraftproduksjon fra havvind. Dette er nesten på nivå med dagens norske kraftproduksjon. I sensitivetsanalysen med 30 GW havvind bidrar økt havvindproduksjon til at kraftproduksjonen fra landbasert vindkraft og solkraft til sammen reduseres med 30 TWh. Den totale kraftproduksjonen dekker mer enn det norske kraftforbruket, selv om forbruket blir høyere i denne sensitiviteten, og dermed øker krafteksporten til utlandet. Modelleringen viser at en så omfattende havvindutbygging vil være svært krevende og ikke det mest kostnadsoptimale. Samtidig vil mye havvindproduksjon kunne bidra med mer fornybar kraft for å kutte utslipp mot 2050 og kan gi god krafttilgang til ny industri. De totale energisystemkostnadene blir i denne sensitivetsanalysen høyere enn om man legger til grunn en bredere utbygging på tvers av flere fornybarteknologier. Energisystemkostnaden inkluderer imidlertid ikke mulige ringvirkninger for den norske økonomien¹.

¹ Energisystemkostnader inkluderer kostnader knyttet til produksjon, handel og bruk av energi, samt utbygging av infrastruktur. Kostnader knyttet til energieffektivisering er ikke inkludert, heller ikke ringvirkninger på økonomien og samfunnet i form av arbeidsplasser, endringer i økonomisk vekst og industriaktivitet.

Våre analyser viser at hybridforbindelser vil gi høyere lønnsomhet for samfunnet enn om de kun tilknyttes Norge.



Sted: Sheringham Shoal havvindpark, UK

Havvind og forbindelser til utlandet

Et vesentlig spørsmål for utviklingen av havvind er hvilke markeder havvindparkene skal tilknyttes. En havvindpark kan tilknyttes ett marked gjennom radialer eller til flere land gjennom såkalte hybridforbindelser. Våre analyser viser at hybridforbindelser vil gi høyere lønnsomhet for samfunnet enn om de kun tilknyttes Norge. Dette skyldes primært at ved å etablere hybridforbindelser vil kraftproduksjonen kunne leveres til det markedet hvor betalingsvilligheten er høyest og verdien av produksjonen størst. I tillegg vil hybridforbindelsen

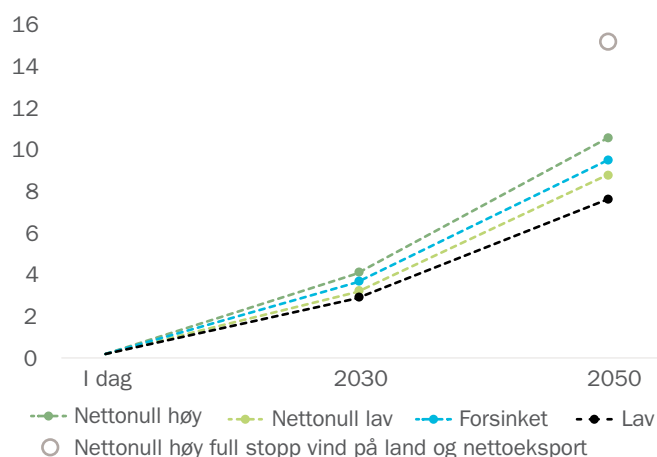
i perioder med lav vindkraftproduksjon til havs kunne brukes til å utveksle kraft og dermed bidra til bedre ressursutnyttelse og forsyningssikkerhet på tvers av land.

Ettersom hybridforbindelser har en høyere verdi for samfunnet enn havvindparker tilknyttet ved radialer, er det viktig å legge til rette for et regulatorisk regime som gjør at slike forbindelser blir etablert. Blant annet bør det regulatoriske rammeverket legge til rette for en fordeling av inntekter og utgifter som gjør at havvindproduksjonen kan bli kommersielt lønnsom. Det vil også være fornuftig å utvikle hybrid-

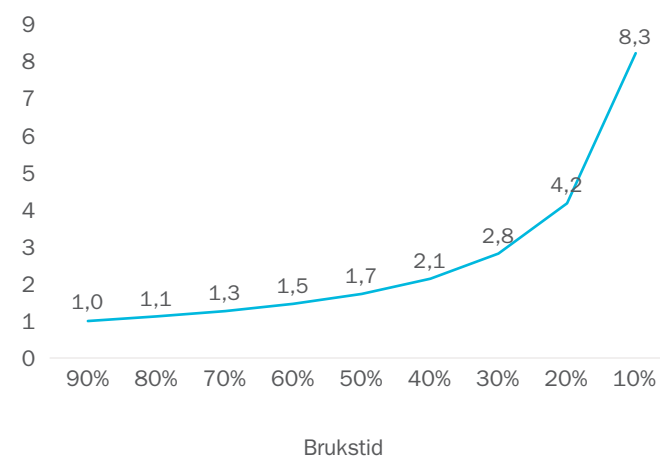
prosjektene som et integrert samlet prosjekt – fordi havvindparkene og strømnnettets virkninger vil være gjensidig avhengig av hverandre. For eksempel vil den isolerte lønnsomheten til havvindparken avhenge av hvilke markeder som tilknyttes, mens den isolerte lønnsomheten til strømnnettansleggene vil avhenge av hvor mye vindkraft til havs som skal utvikles.

Slik koordinering vil være nødvendig både når hybridprosjektet planlegges, går gjennom myndighetsbehandling og når kommersielle beslutninger blir tatt.

19 Solkraftproduksjon i Norge 2022-2050 i ulike scenarier (stiplet linje) og sensitiviteter (sirkler) (TWh)



20 Relativ endring i levetidskostnad med synkende brukstid for kjernekraft (90 prosent brukstid=1)



Solkraft: Viktig bidragsyter, men begrenset rolle i Norge

Solkraft vokser i alle scenariene, delvis drevet av støtte for solpaneler på bygg. Samtidig utfordres solkraftens lønnsomhet relativt raskt etter hvert som det kommer mer solkraft inn i systemet. Dette skyldes at kraftprisene blir svært lave i timene når solen skinner, særlig på sommeren. Årsproduksjonen i Norge er i området 7 til 10 TWh i våre hovedscenarier i 2050.

Til tross for at Norge har dårligere naturgitte forhold for solkraft enn de fleste andre europeiske land, har teknologien potensial til å bli relativt viktig også her, både som dedikerte solparkanlegg eller sol på bygg¹. Dedikerte solparkanlegg er gjerne billigst, men krever nye arealer som kan møte mer lokal motstand enn mindre solkraftanlegg på bygg. Samtidig får sol på bygg ofte økonomisk støtte og besparelser på nettleien. Dette er antatt videreført i våre modellanalyser.


I vårt *Nettonull høy* scenario produseres det 4 TWh solkraft i 2030 og nesten 11 TWh i 2050. Dette er en betydelig økning fra dagens 0,2 TWh, og det tilsvarer rundt 5 GW og 12 GW installert kapasitet i 2030 og 2050³³. Veksten kommer i hovedsak i form av sol på tak. I en sensitivitetsanalyse der vi både legger til grunn helt stopp i ny landbasert vind og legger inn en begrensning av krafthandel slik at Norge er nettoeksportør over alle år, ser vi at flere større solparker bygges og solkraftproduksjonen øker til 15 TWh (figur 19).

Kjernekraft: En viktig del av europeisk energimiks, men ingen rask løsning for Norge

Kjernekraft vil bidra til energiomstillingen i Europa og resten av verden. Lang ledetid og høyere kostnader enn konkurrerende teknologier gjør at kjernekraft ikke framstår som noen rask løsning for Norge.

Kjernekraft er en viktig del av dagens europeiske kraftsystem, og teknologien forventes å ha en viktig rolle også framover i Europa og globalt. I en norsk kontekst framstår imidlertid kjernekraft verken som en rask eller rimelig vei for å nå mål om klimakutt og nye industrietableringer. Kjernekraft i Europa i dag er dyrt sammenlignet med mange andre kraftproduserende teknologier og tar lang tid å bygge. Ledetidene for kjernekraftproduksjon kan variere, men i Europa har det ikke vært uvanlig at det tar minst ti år fra byggingen starter til et kjernekraftverk produserer. I vårt naboland, Finland, ble det i 2002 besluttet å bygge en femte reaktoren, Olkiluoto 3. Forsinkelser, store kostnadsoverskridelser og strid om fordeling av ansvar gjorde at reaktoren ikke kom i full drift før i april 2023, tretten år etter den opprinnelige planen.

Kostnadsutviklingen for kjernekraft framover er usikker, og det er potensial for raskere kostnadsreduksjoner med teknologiutvikling og økt standardisering enn hva vi har lagt til grunn i våre analyser. På den andre siden forventes brukstiden til kjernekraft å gå ned over tid i de fleste markeder med de økte andelene variabel kraftproduksjon som forventes framover. Dette kan påvirke lønnsomheten ettersom lavere brukstid gir høyere kostnad per energi produsert (figur 20). Utbygging av kjernekraftverk, samt håndtering av avfall og hensyn til sikkerhet, vil kunne gi konflikter på linje med annen



De siste årenes høye energipriser har vist hvordan fungerende kjernekraftverk er en viktig del av forsyningsikkerheten i Europa.

2023

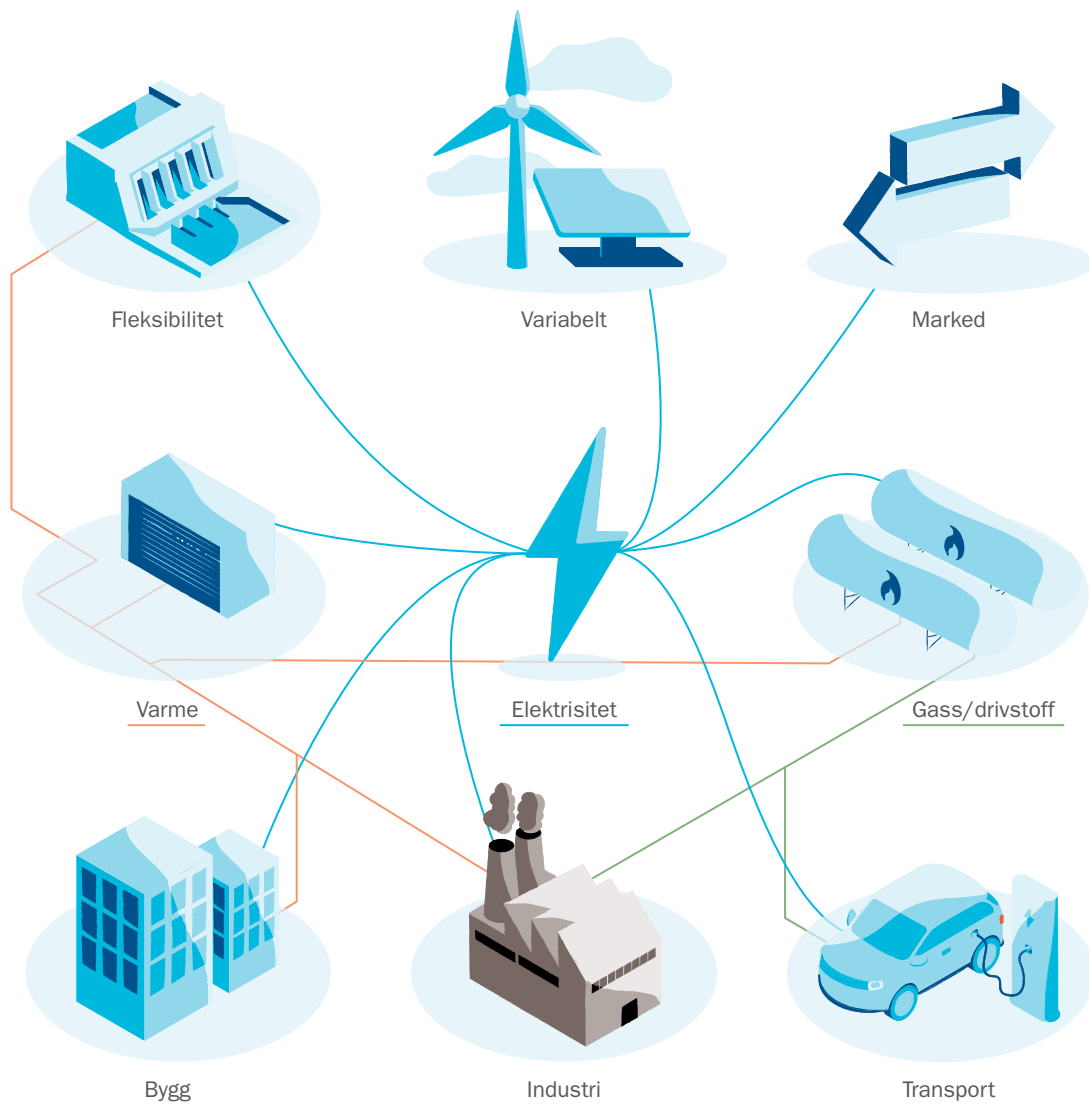
kraftutbygging. Så godt som all kraftutbygging vil ha elementer av interessekonflikt i seg, og det er lite sannsynlig at kjernekraft vil være noe unntak.

I våre analyser er det i første omgang mer vind-, sol- og vannkraft som dekker økningen i kraftforbruket. Bare hvis vi legger til grunn full stopp i utbygging av vindkraft på land, begrenser utbygging av havvind og samtidig begrenser importmulighetene gir våre analyser noe kjernekraftproduksjon i Norge nærmere 2050. Dette er da i form av små modulære reaktorer (SMR). Med våre forventinger til teknologi-, kompetanse- og markeds-

utvikling er kjernekraft i Norge en dyr og tidkrevende løsning i forhold til alternativene.

De siste årenes høye energipriser har imidlertid vist hvordan fungerende kjernekraftverk er en viktig del av kraftmiksen i Europa. I vårt europeiske lavutslipps-scenario, står kjernekraft for rundt 7 prosent av kraftproduksjonen i Europa i 2050.

i Norske solressurser er lavere enn for de fleste andre land i Europa, selv om kaldere vær gir bedre virkningsgrad.



Et klimavennlig energisystem med høy forsyningssikkerhet mot 2050

Sol- og vindkraft vil i økende grad påvirke kraftmarkedene i Europa og Norge. Siden denne produksjonen varierer avhengig av været forventes kraftprisene å ha større variasjoner enn den historiske normalen. En mer væravhengig kraftproduksjon byr på nye utfordringer for balanseringen av kraftsystemet, men det finnes mange løsninger som kan jevne ut produksjonsvariasjonen fra sol- og vindkraft framover. I et fungerende marked vil ulike typer fleksibilitet, både på produksjons- og forbrukssiden respondere på markedsprisene og bidra til å dempe prissvingningene¹. I tillegg kan økt nettkapasitet bidra med å jevne ut pris- og produksjonsvariasjoner på tvers av områder.

Fleksibilitetsutfordringen løses i alle deler av energisystemet

Et voksende kraftforbruk i Norge og Europa og økende andeler variabel fornybar kraft gir økt behov for nye fleksibilitetsløsninger i kraftsystemet. Selv om fleksi-

bilitet er utfordrende, er det ingen show-stopper for utviklingen av et kraftsystem med store andeler sol- og vindkraft. Der vi tidligere hadde et system hvor produksjonen ble tilpasset for å møte et varierende forbruk, vil vi i framtidens system i større grad se at forbruket tilpasses for å møte en varierende produksjon.

Både vannkraft med magasin, pumpekraftverk, batterilagring, fleksibel elbillading og andre typer forbruksrespons vil kunne bidra med kortsiktig fleksibilitet innenfor døgnet. Her forventer vi høy konkurranse. Det er derimot færre løsninger som kan dekke langvarige ubalanser over flere dager, uker eller måneder. Ved siden av vannkraften kan langsiktig fleksibilitetsbehov løses ved bruk av bioenergi, hydrogen med langtidslager, lengre forbruksrespons fra industri, termisk energilagring og fleksible oppvarmingssystemer, slik som fjernvarme.

Et kraftsystem som i Norge, basert på fornybar, regulerbar vannkraft, har en unik evne til å håndtere store



Den forventede veksten i elbiler gjør at elbil-lading aggregert sett har et stort og økende potensial som fleksibilitetsløsning, der også strøm tilbake til kraftnettet kan bli viktig.

variasjoner i andre fornybarteknologier som vind- og solkraft, og denne evnen blir enda viktigere framover. Om våren og sommeren er tilsiget til vannkraftverkene størst som følge av snøsmelting, og tilsiget er lavest om vinteren når mye av vannet fryser til snø og is. Vinden blåser derimot generelt mer om vinteren når etter-spørselen etter kraft er høy og mindre om sommeren. De komplementære syklusene for tilsig og vind gjør at vannkraft og vindkraft er en god miks for det nordiske kraftsystemet. Vi ser også at sol- og vindressursene er til dels komplementære over døgn og sesong (figur 22).

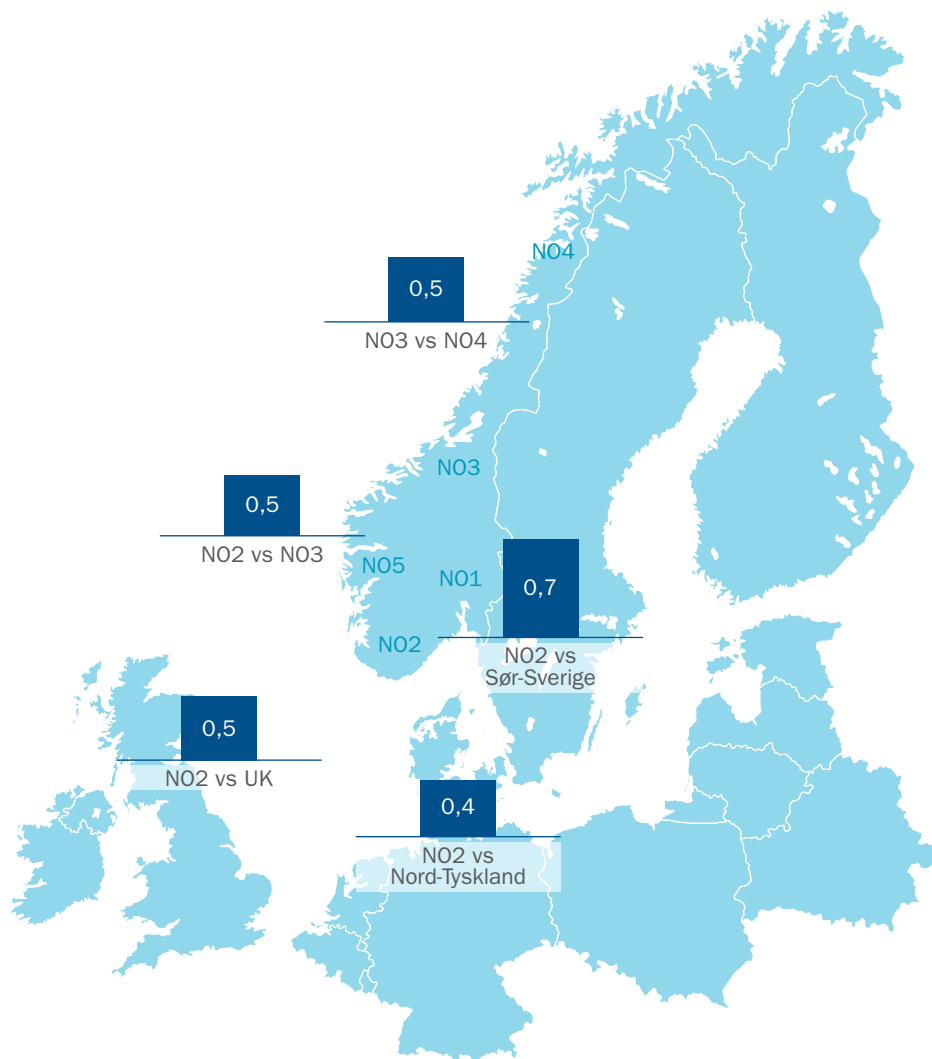
Effektutvidelse i vannkraft vil i mange tilfeller være et attraktivt alternativ for økt fleksibilitet. Økt evne til balansering og sesonglagring kan realiseres gjennom redesign av eksisterende anlegg. Dette forutsetter stabile rammevilkår og et markedsbasert prissystem som verdsetter fleksibilitet.

Å redusere og flytte forbruk vil bidra til en jevnere belastning i systemet og kan i enkelte tilfeller redusere behovet for oppgradering i nettet. Det finnes ulike former for forbrukerfleksibilitet. Deler av industrien kan redusere eller koble ut produksjonen sin i perioder med lav fornybarproduksjon og høy kraftpris. Dette kan bidra til å dekke langvarig ubalanse over flere dager, men vil oftest være relativt dyrt og resultere i redusert industriproduksjon. For kortsiktig fleksibilitet over døgnnet, kan smarte teknologier styre bruk av strøm til oppvarming, kjøling, ventilasjon og elektriske apparater i bygninger, samt elbillading. Den forventede veksten i elbiler gjør at

elbillading aggregert sett har et stort og økende potensial som fleksibilitetsløsning, der også strøm tilbake til kraftnettet kan bli viktig. Framover vil flere forbrukere bli både produsenter og konsumenter av strøm. Prissignaler i kraftmarkedet som reflekterer behovet for å tilpasse produksjon og forbruk er de beste virkemidlene for å utløse fleksibilitet både på forbruks- og produksjonssiden. Samtidig blir det viktig at eventuelle barrierer fjernes og at nye smarte løsninger utvikles.

Energieffektivisering og bruk av fleksible oppvarmings-systemer, som fjernvarme til oppvarming av bygg, kan bedre energi- og effektbalansen. Dette kan redusere kraftbehovet i perioder når nettet er høyest belastet, som typisk vil være en kald, vindstille vinterdag. Utnyttelse av overskuddsvarme på tvers av sektorer vil også få økt betydning framover, ikke minst i forbindelse med elektrisitetsbruk i industrien. Oppvarmingsløsninger som kan veksle mellom elektrisitet og andre energibærere vil kunne frigjøre kapasitet i strømmettet fra bruk til oppvarming av bygninger til andre formål i perioder med lav kraftproduksjon og høy etterspørsel. Ved å utnytte

i Elektrisitet er ferskvare og overføring av elektrisitet må driftes med tanke på sikker flyt i systemet. Dette gjør at kostnader og verdien av elektrisitet varierer med lokasjon og tid. Evnen til å endre produksjon eller etterspørsel på kort varsel, dvs fleksible egenskaper, har dermed en egen og økende verdi. Behov for elektrisitet kan variere brått over tid, mens økende grad av kraftproduksjonen varierer med været. Flexibilitet kan forklares som evnen til å gjøre raske endringer i produksjon eller forbruk for til enhver tid å sikre balanse i kraftsystemene. Dette kan være alt fra momentan endring i effekt over sekunder og minutter (lastregulering) til balansering av kraftsystemet i lengre perioder, dager eller uker og måneder, f.eks. i perioder med lite vind eller lite nedbør.



flere energibærere kan man øke effektiviteten i energisystemet totalt, og behovet for investeringer i nettet kan begrenses³⁴.

Utvekslingsforbindelser mellom land og områder er viktig for å utjevne ubalanser. Med begrenset overføringskapasitet kan et område være sårbart for ubalanser mellom tilbud og etterspørsel. Kraftutveksling mellom områder og land med ulik energimiks og værforhold er, og vil være, sentralt for forsyningssikkerhet i Norge. Tettere integrerte markeder kan bedre utnytte ulikhetene i kraftsystemene og øke tilgangen på fleksible løsninger. Eksempelvis, hvis vi analyserer den statistiske korrelasjonen i vindhastigheter målt med timesoppløsning for Norge og våre naboland, får vi at det er relativt lavt samsvar mellom timer med mye og lite vind mellom ulike områder innad i Norge og mellom Norge og Nord-Europa (figur 21). Med timesoppløsning på vinddata fra 2005 til 2018 finner vi en statistisk positiv korrelasjon på rundt 0,4 mellom Sør-Norge og Nord-Tyskland. Det er med andre ord relativt moderat samtidighet i vindstyrken i Sør-Norge og Nord-Tyskland. Tilsvarende får vi samsvar i vinddataene, eller en positiv korrelasjon, på rundt 0,5 mellom Sør-Norge og Midt-Norge. Dette illustrerer at den totale vindkraftproduksjonen i Nord-Europa er vesentlig

mer stabil enn i ett enkelt område, når vi analyserer kortsiktige variasjoner. Det er imidlertid en høyere samtidighet i vinddataene med grovere tidsoppløsning, som dags- og månedsbasis. En fersk studie fra Sintef har vist at det er svært lav korrelasjon i timesverdier for vindstyrke mellom aktuelle utbyggingsområder for havvind sør og nord i Norge. Generelt kan god overføringskapasitet via kabler og kraftnett gjøre at man bedre klarer å utnytte både ulikheter i kraftproduksjonsmiks og ulikheter i vind og vær mellom områder og dermed bidra til en totalt sett rimeligere omstilling til et lavutslippssamfunn³⁵.

³⁴ For eksempel utforsker Statkraft et sesonglager i fjell fra fjernvarmeanlegget i Heimdal, der fjellet i Nyhavna skal varmes opp av varmt vann som føres ned i flere brønner, så det blir et enormt varmebatteri for vinteren. Hver brønn er 200 til 300 meter dype og fylles med varmt vann om sommeren når vi har overskuddsvarme som vi ikke får brukt. Fjellet fungerer som et batteri, men i motsetning til strøm er det vann som transporterer energien.



Fleksibiliteten i vannkraften gjør det norske kraftsystemet i stand til å integrere store mengder vind- og solkraft

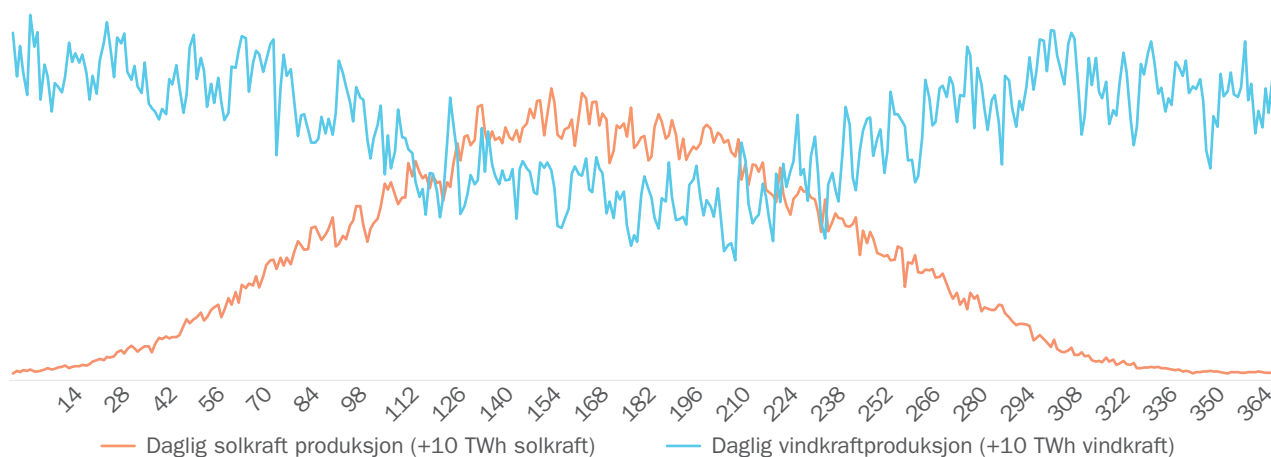
Vindkraften har en produksjonsprofil over året som er relativt godt tilpasset forbruksmønsteret, fordi det jevnt over er noe mer vind om vinteren. Solkraftproduksjonen derimot er klart størst om sommeren, når kraftforbruket er lavest. (Figur 22).

For å vurdere solkraftens nytte i kraftsystemet i Norge er det derfor relevant å analysere hvilken evne vannkraften har til å flytte produksjonen fra sommer til vinter og i hvilken grad det norske kraftsystemet slik er i stand til å integrere solkraft på en god måte. I en sensitivitetsanalyse har vi undersøkt dette ved å anta en økning i norsk solkraftproduksjon på henholdsvis 10 og 20 TWh, og sammenlignet den optimale vannkraft-disponeringen over året i disse to casene med to alternative caser der vi introduserer tilsvarende mengder vindkraft i 2035.

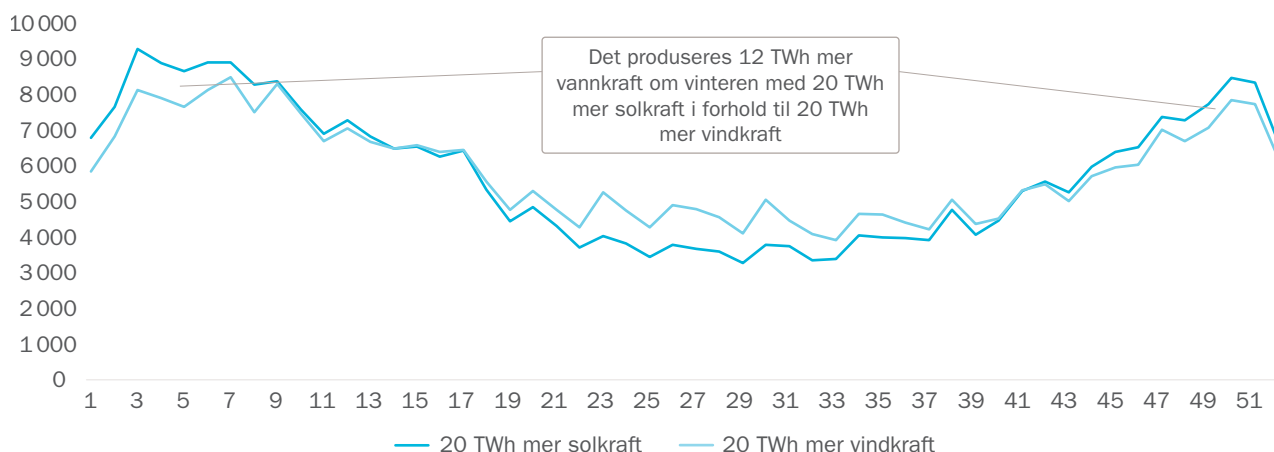
Ifølge modellanalysen vil utbygging av 10 TWh solkraft gi 7 TWh høyere vannkraftproduksjon om vinteren enn tilfellet der vi antar at det bygges 10 TWh mer vindkraft. Tilsvarende, med 20 TWh mer solkraft vil det produseres rundt 12 TWh mer vannkraft om vinteren i forhold til casen med 20 TWh mer vindkraft i snitt over flere værår (figur 23).

Ettersom det produseres mer vannkraft om vinteren med 10 TWh mer solkraft i systemet, resulterer dette i rundt 2 prosentpoeng lavere fyllingsgrad på våren, i snitt over 14 værår (figur 24). I løpet av sommersesongen derimot, får vi høy solkraftproduksjon, sparing av vann i magasinene og dermed en raskere magasininfylling relativt til et kraftsystem med 10 TWh mer vindkraft. Fyllingsgraden i magasinene ender dermed omtrent på samme nivåer i forkant av ny tappeseson.

22 Gjennomsnittlig daglig solkraftproduksjon (rød linje) og vindkraftproduksjon (blå linje) over året med henholdsvis 10 TWh mer solkraft og vindkraft fra et referansecase



23 Vannkraftproduksjon i et område per uke (GWh) med 20 TWh mer solkraft og 20 TWh mer vindkraft i Norge



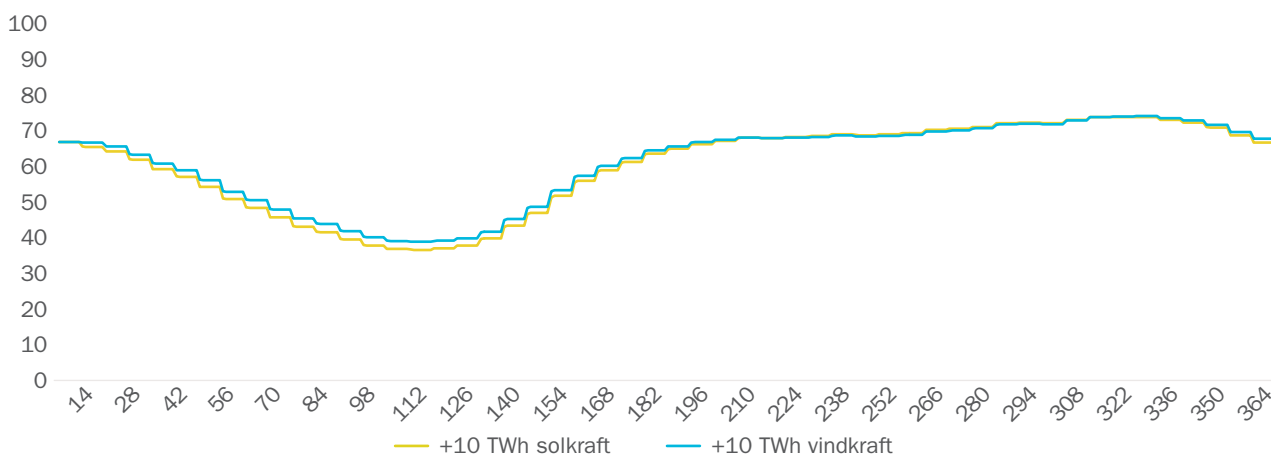
Det bør understrekes at denne analysen ikke tar hensyn til at en større andel av forbruket vil kunne respondere på lave kraftpriser i perioder når solen skinner. Solkraften er generelt mer forutsigbar enn vindkraften, noe som kan gjøre det lettere å tilpasse forbruket til perioder midt på dagen og om sommeren med lavere kraftpriser.

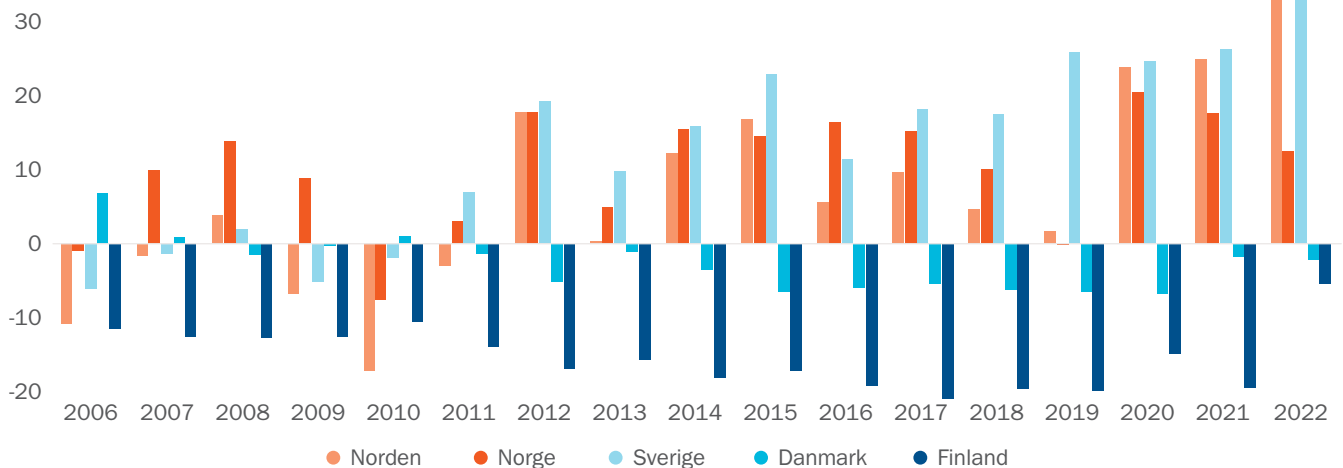
Analysene illustrerer at den norske vannkraften er godt egnet til å innlemme relativt store mengder solkraft. Vi finner samtidig at lønnsomheten til solkraften utfordres med økende solkraftproduksjon på en helt annen måte enn vindkraften, fordi kraftprisene vil være lave i solrike timer på sommeren.

Case-studien viser hvordan et kraftsystem basert på regulerbar vannkraft har evne til å håndtere store variasjoner

i vind- og solkraft. Denne evnen vil bli viktigere etter hvert som mer vind- og solkraft kommer både i Norge og våre naboland. Ettersom tilgjengelige vindressurser og vind- og solressurser er til dels komplementære, vil et kraftsystem med flere fornybarteknologier sammen som også er knyttet til naboerområder være bedre rustet både til å håndtere variasjoner i produksjon, men også i forhold til mer værvariasjon forårsaket av klimaendringer. Et kraftsystem med vannkraften som bærebjelke, der flere fornybarteknologier spiller på lag og med gode overføringskapasiteter til naboland, vil være viktig for den norske forsyningssikkerheten.

24 Daglig fyllingsgrad (i prosent, y-aksen) for norske vannkraftreservoir med 10 TWh mer solkraft og vindkraft i systemet





Norsk og nordisk perspektiv på forsyningssikkerhet og kraftbalanse

I våre scenarier faller den norske kraftbalansen mot 2030, for deretter å øke. Den nordiske kraftbalansen er positiv gjennom hele perioden til 2050. Forsyningssikkerheten i Norge er svært god i dag. Høy forsyningssikkerhet også framover sikres gjennom den regulerbare vannkraften, nettutvikling, økt fleksibilitet i forbruket, velfungerende kraftmarked som gir riktig prissignal, samt utvekslingsmuligheter mot naboland.

Etter hvert som samfunnet blir mer avhengig av elektrisitet, blir forsyningssikkerheten stadig viktigere. Leveringspåliteligheten i Norge er generelt god, over 99,96 prosent de siste 25 årene, og forventes å fortsatt være det. Også under energikrisen, i 2021 og 2022, var leveringspåliteligheten svært høy, henholdsvis 99,98 og 99,99 prosent³⁶.

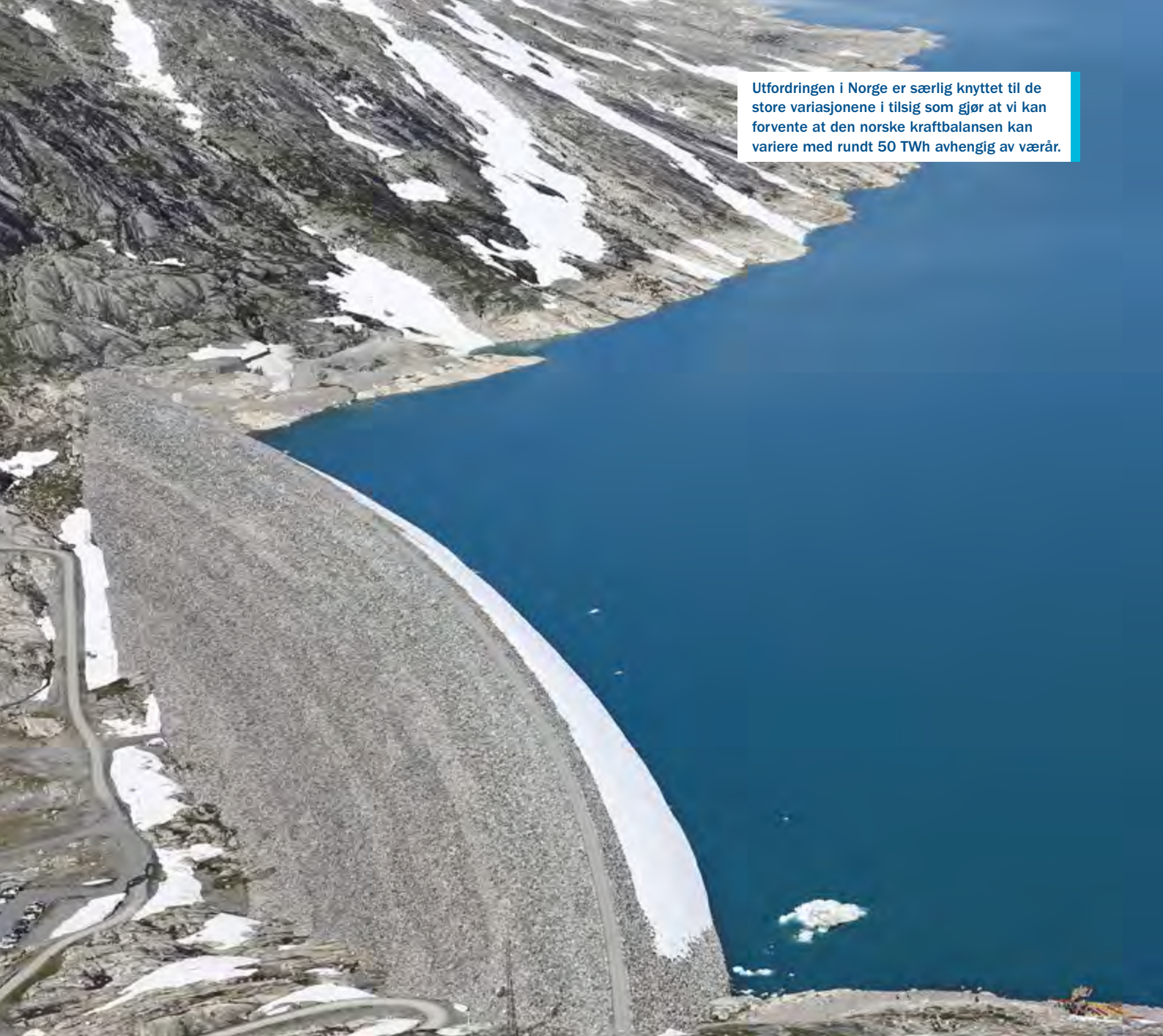
Energi- og effektsikkerhet kan styrkes ved å øke produksjonskapasitet og overføringskapasitet innad i Norge, men også ved utenlandsforbindelser og godt og langsiktig samarbeid med nabolandeneⁱ. Den regulerbare vannkraften i Norge har generelt gitt høy energi- og effektsikkerhet i Norge.

Denne egenskapen forventes å bli enda viktigere i framtiden. I tillegg blir i økende grad fleksibilitet i forbruk og økt energieffektivisering som senker vinterforbruket viktig for forsyningssikkerheten. Dette kan bedre både effekt- og energibalansen. Dersom effekttoppgraderinger i vannkraften, økte overføringskapasiteter og mer fleksibilitet i forbruket ikke kommer på plass kan vi få en vesentlig strammere effektbalanse i Norge.

Kraftbalansen i de enkelte nordiske landene har vært svært ulik historisk. Danmark og Finland skiller seg ut med negativ kraftbalanse de fleste år, mens Norden totalt sett har hatt en årlig gjennomsnittlig positiv kraftbalanse de fleste år, med noen få unntak (figur 25). Generelt vil en positiv kraftbalanse som gjennomsnittsstørrelse i et normalår redusere sårbarheten i tørrår i forhold til en stram kraftbalanse. Som nevnt tidligere, er utfordringen i Norge særlig knyttet til de store variasjonene i tilsig som gjør at vi kan forvente at den norske kraftbalansen kan variere med rundt 50 TWh avhengig av værår. God overføringskapasitet mot nabolandene våre reduserer utfordringen i tørrår. Derfor er den nordiske kraftbalansen viktig for Norge. En økende sårbarhet for kraftsystemene framover vil være tørrår kombinert med kalde perioder og lite vind samtidig i både Norge og Nord-Europa³⁷. Godt samarbeid med våre naboland for å redusere denne

sårbarheten i fellesskap blir viktig. I våre scenarier synker kraftbalansen i Norge mot 2030, og i enkelte scenarier og sensitivitetssanalyser er kraftbalansen negativ i gjennomsnitt i et normalår. Kraftbalansen synker mest i *Nettonull høy* scenariet med antagelse om en høy industrivekst og i en sensitivitet med en sterk begrensning på utbygging av vindkraft på land. I dette scenariet får vi da økende kraftimport primært fra Sverige. Den midlertidige negative kraftbalansen i *Nettonull høy* scenariet skyldes primært tre effekter:

- i. For å nå klimamålet i 2030 så må transport og industri kutte utslippene kraftig. Disse klimatiltakene bidrar til betydelig økning i kraftforbruket. Dette er en forbruksøkning som ikke vil komme av seg selv, men vil kreve betydelig styrking av dagens virkemidler. Utslippskuttene vi har lagt til grunn i *Nettonull høy* scenariet er mye høyere enn framskrivningene som forventes å komme fra dagens politikk³⁸
- ii. I tillegg legger vi i *Nettonull høy* scenariet til grunn en relativt stor vekst i både eksisterende og ny industri, som datasentre, batterifabrikker og ny grønn ammoniakproduksjon som også øker behovet for kraft. Veksttakten i industrien avhenger også av flere andre faktorer slik som internasjonal markedsutvikling,



Utfordringen i Norge er særlig knyttet til de store variasjonene i tilsig som gjør at vi kan forvente at den norske kraftbalansen kan variere med rundt 50 TWh avhengig av værår.

Sted: Styggevatnsdammen, Luster, Norge

tilgang til areal, nettkapasitet og annen infrastruktur, skatter og avgifter og generelle rammebetingelser relativt til handelspartnere.

- iii. Til slutt legger vi til grunn i våre analyser at utbyggingen av fornybar kraftproduksjon og nett vil komme gradvis mot 2030 grunnet lange ledetider.

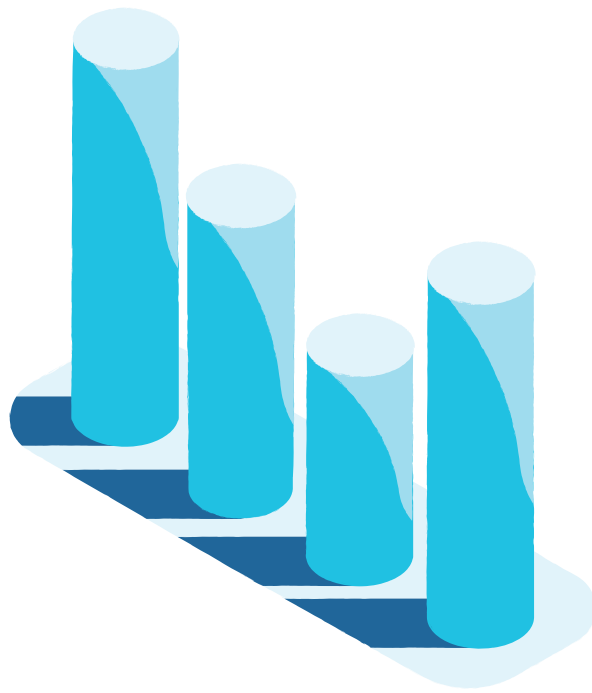
Dersom disse tre faktorene virker sammen, øker kraftforbruket raskere enn kraftproduksjonen mot 2030, og i modellanalysen øker importen av kraft, primært fra Sverige. Når landene rundt oss faser inn mer fornybar kraft, blir det mer kostnads-optimalt å importere rimeligere kraft til norske forbrukere og

norsk industri i flere og flere timer. Dersom vi legger til grunn saktere tempo i utslippskuttene eller en lav industrivekst, vil kraftbalansen som gjennomsnittsbegrep over året holde seg positiv i våre analyser.

For alle scenariene ser man imidlertid en styrking av den norske kraftbalansen etter 2030 ettersom vi får en raskere økning i kraftproduksjonen. Denne utviklingen er i samsvar med analyser fra blant annet NVE og Statnett. Dersom gjennomsnittlig kraftbalanse i normalår enten forblir svært høy eller svært lav over tid, forventer vi en respons i markedet i form av enten økt kraftteterspørsel eller mindre kraftutbygging.

I Norden samlet er kraftbalansen positiv gjennom hele perioden fram til 2050 i alle hovedscenariene. Fordi økende kraftteterspørsel dekkes av ny kraftproduksjon, særlig vindkraft, samt noe forlenget kjernekraftproduksjon i våre naboland. Dette er også i tråd med forventningene til de fleste eksterne analyser³⁹.

³⁹ Forsyningssikkerhet inkluderer både energisikkerhet, effektsikkerhet og leveringspålidelighet. Energisikkerhet er evnen til å dekke strømbruket over lengre tid, som gjennom en kald vinter eller et tørt år, mens effektsikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke den momentane strømbruket. Effektbalanse er differansen mellom forbruk og produksjon i én og samme time. Effektbehovet er typisk størst i Norge noen timer av døgnet på de kaldeste vinterdagene.



Prisvariasjon og prisnivå lavere enn ekstremperioden vi har vært gjennom

Vi har vært gjennom en periode med ekstremt høye kraftpriser, og det er naturlig å spørre om sannsynligheten for tilsvarende hendelser i framtiden. Så sent som 2020 hadde vi derimot ekstremt lave kraftpriser. Begge hendelsene skyldtes primært de globale gassprisene som gjorde at kostnadene for gasskraftproduksjon nådde ekstreme nivåer i våre naboland.

Mot 2030 og 2050 vil Europa bli mindre avhengig av gasskraft enn de er i dag, antall kjøretimer går raskt ned, samtidig som timer med sol- og vindkraft øker, og i framtiden vil derfor kraftprisen settes av gasskraftverk i gradvis færre timer i Europa. Parallelt forventes det at de globale gassmarkedene rebalanseres i god tid før 2030, og at gassprisene bedre vil reflekterer de faktiske kostnadene ved å produsere og transportere gassen.

Langsiktig forventes det at både kraftprisvariasjoner (volatilitet) og kraftprisnivå blir lavere i forhold til ekstremperioden vi har vært inne i. Dette gjelder både for kraftprisvariasjoner innenfor dagen, uken og sesong. I forhold til hva vi observerte før pandemien og energikrisen, forventes det at kraftprisene vil variere mer, men både opp og ned. Dette skyldes at vi får mer variabel sol- og vindkraftproduksjon i Norden og Europa mot 2050. Kraftprisene i Norge er og vil være sterkt knyttet til prisene i Norden og Europa.

Hvorvidt norske kraftpriser relativt sett blir høyere eller lavere enn de europeiske kraftprisene i framtiden avhenger av mer enn gjennomsnittlig kraftbalanse i et normalår. Framover vil timer med mye vind eller sol i Europa oftere gi lave kraftpriser. I disse timene vil europeisk kraftpris ofte bli lavere enn i Norge. Da vil vi importere kraft til lave priser og lagre vann i magasinene til perioder med knapphet. Tilsvarende vil timer med lite vind eller sol i Europa kreve at dyrere, fleksible teknologier tas i bruk, som gasskraft eller hydrogen. I timene der gasskraft eller andre fleksible teknologier er på marginen vil de europeiske kraftprisene bli høyere. I disse timene vil europeisk kraftpris oftest bli høyere enn i Norge.

Norden som helhet har svært rike fornybarressurser, og det er naturlig å forvente at kraftprisene vil være konkurransedyktige med europeiske kraftpriser framover i gjennomsnitt over året. Unntak kan være i tørrår og i perioder med særlig stram kraftbalanse. Å belage oss på å være helt «selvforsynt» med kraft også i tørrår ville ikke være en ressursmessig god løsning da dette ville både gitt betydelige kostnader i form av overinvestering i kraftproduksjon og unødige store naturinngrep.

AVSLUTNING:

Norge kan og må ta valg

De energipolitiske valgene vi tar i dag bestemmer hvilke industri- og klimapolitiske gevinster vi høster om ti år.

Norge har store ambisjoner for både utslippskutt og etablering av ny industri, og på mange områder har vi relativt kraftige klimapolitiske virkemidler. Regjeringens egne framskrivninger anslår at norske utslipp vil falle med 25 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990. Dette er likevel langt unna målet om å kutte innenlands utslipp med 55 prosent innen 2030. For å oppfylle målene må klimapolitikken forsterkes, eller deler av forpliktelsen i Paris-avtalen må nås gjennom bruk av fleksible mekanismer.

Det positive er at Norge kan ta valg. Når man lager scenarier for energisystemet, er disse i stor grad resultater av hva man legger inn som premisser for analysene. Noen premisser rundt energiomstillingen kan Norge vanskelig påvirke: Eksempelvis været, markedsutviklingen i Europa, globale brenselspriser og geopolitisk utvikling.

Andre valg kan Norge påvirke. Det gjelder vår egen innsats for å nå klimamål, ønsket om å støtte norsk industri og transport i avkarboniseringen og hvilke rammebetingelser vi gir både produksjon og utvikling av kraft. Norske beslutningstakere og politikere må ta valg om for eksempel konsesjonsregimer og skatter. Selskaper og næringsliv må ta valg om hvordan vi best kan legge til rette for oppslutning om kraftproduksjon over tid. Og lokalbefolkning og kommunestyre må ta valg om de ønsker kraftproduksjon eller industri i nærheten eller ikke.

Vi har gjennom de ulike scenariene forsøkt å vise hvordan norsk klima- og industriomstilling på den ene siden og norsk kraftproduksjon på den andre siden påvirker hverandre. I alle våre scenarier vil Norge trenge mer fornybar kraft. Ny kraftproduksjon, overføringskapasitet og store klimatiltak i industrien innebærer ofte svært store investeringsbeslutninger og har ledetid på flere år. Tydelig politisk retning med forutsigbare rammebetingelser er helt nødvendig for å få til slike prosjekter.

Dersom vi velger de økonomisk mest gunstige løsningen for kraftproduksjon på land, vil det fortsatt ikke være

behov for støttesystemer, men også her er det behov for gode og forutsigbare rammebetingelser og løsninger som gir lokal aksept. På sikt kan havvind bidra med store mengder energi, men her vil hybridkabler etter hvert være en forutsetning for å bedre lønnsomheten. For all kraftproduksjon vil et velfungerende kraftmarked bidra til å koordinere tilbud og etterspørsel etter kraft på både kort og lang sikt. Kraftmarkedet og utveksling er sentrale forutsetninger for at samfunnet skal kunne gjennomføre en energiomstilling der vi utnytter naturressursene på en effektiv måte og som ikke er unødig dyr.

På forbrukssiden er også mange klimavennlige løsninger i økende grad konkurransedyktige, og i flere sektorer vil utslippskutt utløses uten mye støtte dersom det legges til rette for å ta teknologien i bruk. For en dyp avkarbonisering vil det være behov for både hydrogen og karbonfangst og -lagring. Slike løsninger vil ha behov for kraftige klimapolitiske virkemidler i form av både CO₂ avgift og støtte for å være konkurransedyktige. Disse teknologiene blir viktigere etter hvert som vi skal kutte utslipp i sektorene som er mest krevende. Det er nødvendig å starte å utvikle disse verdikjedene allerede i dag dersom de skal være klare for rask utrulling etter 2030.

I det globale Lavutslippsscenariet ser vi at fallende teknologikostander kombinert med klimapolitiske tiltak har satt i gang en rask og kraftfull energiomstilling internasjonalt, selv om det per nå ikke er tilstrekkelig til å nå 1,5 gradersmålet. IEA estimerer at det for innværende år skal investeres 1,7 dollar i grønne teknologier for hver dollar som investeres i fossilt¹. Det bygges mer fornybar energi hvert år. Dette skjer fordi kostnadene for fornybar energi har falt og fornybar energi drives inn gjennom politikk og marked – med stadig mindre subsidiebehov. Selv om man både i Norge og internasjonalt er opptatt av siste årets kostnadsøkning i fornybar energi, bevarer fornybar energi trygt sin relative konkurransekraft til fossil energi.

¹ IEA (2023). World Energy Investment 2023

For å oppfylle målene må klimapolitikken forsterkes, eller deler av forpliktelsen i Parisavtalen må nås gjennom bruk av fleksible mekanismer.



Sted: Bollandonk solpark, Nederland

Norge bør arbeide med disse fundamentale, globale utviklingstrekkene. Norge har en utslippsfri og effektiv kraftsektor som bør videreutvikles, og det er også et betydelig potensial for Norge til å skape industrielle muligheter. Gitt Norges nåværende næringsstruktur vil det ikke være én stor sektor som tar over etter petroleumsvirksomheten, men en rekke mindre næringsveier og virksomheter som kan bidra med høykompetanse og verdiskapning i Norge. Norge må omstilles til en framtid der vi har et mangfold av lønnsomme virksomheter som er konkurransedyktige i en global lavutslippøkonomi.

Selv om 2030 og 2050 kan virke langt fram i tid krever det handling allerede i dag for at det skal være mulig å nå målene. De energipolitiske valgene vi tar i dag legger grunnlaget for det klimapolitiske og industrielle handlingsrommet langt ut på 2030 tallet. Det er viktig at vi klarer å tenke langsiktig og forstå at vi må ta noen kostnader i dag for å sikre gevinster i framtiden.

VEDLEGG 1:

Forutsetninger og antagelser for scenarier og sensitiviteter

Denne rapporten beskriver tre mulige scenarier for den norske energiomstillingen og norske energi-relaterte klimagassutslipp mot 2050 med utgangspunkt i dagens globale, europeiske og norske energisituasjon. Analysene bygger dels på modellanalyser med IFE-TIMES-Norge og Samkjøringsmodellen og dels på andre kvalitative og kvantitative analyser.

Statkrafts bidragsyttere til analysene har lang erfaring med analyser og modellering av energipolitikk, energibruk, teknologikostnader og kraftmarked. Vi har også benyttet oss av modelleringsekspertise ved Institutt for Energiteknikk (IFE), ved Pernille Seljom, Kristina Haaskjold og Eva Rosenberg. Mer enn 50 personer er involvert i markedsanalyse i Statkraft. Statkraft modellerer kraftmarkedene i Norden, Europa, India og land i Sør-Amerika i detalj, time for time, fram mot 2050 for flere værår.

Forutsetninger i energisystemanalysene

Hovedanalysene er utført for et normalt værår der karbonpriser, brenselpriser og kraftpriser i naboland er gitt eksogent. Framskrivning av underliggende energitjenester til bygg, industri og transport er også gitt eksogent i modellen, primært fra eksterne kilder; Perspektivmeldingen 2021, Nasjonal transportplan og forskningssenteret FME NTRANS. Forutsetninger for kraftproduksjon, kraftsystem, brenselpriser, karbonpriser og teknologikostnader er basert på Statkrafts interne analyser. De andre forutsetningene i scenariene bygger til dels på scenariet «Incremental» som definert i forskningssenteret FME NTRANS og dels på Statkrafts interne analyser^{40,41}.

TABELL 1A.

De viktigste antagelsene og forutsetningene for utslipp, energibehov, energiproduksjon og energimarkeder i de tre hovedscenariene.

Klimamål	Forutsetninger og antagelser
Nettonull høy – hovedscenario	<p>Utslippsbane:</p> <ul style="list-style-type: none">Utslippsbanen gir en reduksjon i klimagassutslipp fra 1990 nivå på -55 prosent i 2030 og -95 prosent i 2050. Dette tilsvarer norske utslipp på 23 Mt CO_{2e} og 15,6 Mt CO₂ i 2030 og 3 Mt CO_{2e} og 1 Mt CO₂ i 2050. <p>Energibruk:</p> <ul style="list-style-type: none">Industri: Kraftteterspørsel fra ny industriaktivitet som batterifabrikker, datasentre og hydrogenproduksjon er forutsatt å øke med +46 TWh mot 2050. Dette er i henhold til FME NTRANS scenario TECH. I tillegg øker energibehovet i en del eksisterende industri som aluminium, metaller, kjemikalier og ammoniakk. Vi legger til grunn at eksport av hydrogen primært kommer i form av et videreforedlet produkt, f.eks. grønn ammoniakk, grønne metaller og syntetiske drivstoff.Bygg: Oppnår 20 TWh energieffektivisering inkludert bruk av varmpumper i 2030. Energibehovet i bygg i 2050 er 65 TWh, i henhold til FME NTRANS scenario «Radical» (RAD).Petroleumssektoren: Energibehov ihht. Perspektivmeldingen 2021, dvs at aktiviteten reduseres fra 256 mill. Sm³ o.e. i 2024 til ca 83 mill. Sm³ o.e. i 2050. Kraftforbruket blir da 14,5 TWh i 2050.Transport. Energibehovet er i tråd med framskrivninger i Nasjonal transportplan og økende for alle segmenter⁴²:

Nettonull høy – hovedscenario (forts.)

Energiproduksjon, tilgang og kraftmarked:

- **Bioenergi:** Tilgang til bærekraftig bioenergi er begrenset. Biodrivstoffimport holdes på dagens nivå og norsk import og eksport av biomasse totalt er i netto null.
- **Vannkraft:** Høy vannkraftproduksjon: både effektoppgraderinger og ny produksjon tilsvarende økning på 17 TWh fram til 2050.
- **Vindkraft:** Økende aksept for ny vindkraft på land gir et utbyggingspotensial på 52 TWh produksjon i 2050. Dette inkluderer både nybygg og oppgraderinger.
- **Kraftmarked og utveksling:** Normalt værår i Norge og naboland, noe økning i kabelkapasitet i Norden og noe hybrid for nye havvindprosjekter. Innenlands nett utbygging har begrensning på 20 prosent kapasitetsøkning mellom prisområder, og modellen bygger ut nett basert på kostnader fra 2030 iht NTRANS INC scenario.
- **Brenselspriser:** Kull, gass og karbonpriser normaliseres og ligger på et noe høyere nivå enn perioden før energiprisrisen.

Andre forutsetninger er primært hentet fra energisystemmodellen IFE-TIMES-Norge, fra scenariet «Incremental» som definert i forskningssenteret NTRANS og fra Statkraft interne analyser^{43,44}.

Forsinket 2030 klimaambisjon – hovedscenario

Utslippbane:

- Utslippbane gir -45 prosent i 2030 og -95 prosent utslippsreduksjon i 2050 fra 1990 nivå. Dette tilsvarer 28 Mt CO_{2e} og 20,6 Mt CO₂ i 2030 og 3 Mt CO_{2e} og 1 Mt CO₂ i 2050.

Energibehov:

- **Industri:** Kraftforbruk fra ny industriaktivitet som batterifabrikker, datasentre og hydrogenproduksjon øker med +20 TWh mot 2050. I tillegg øker energibehovet litt i eksisterende industri.
- **Bygg:** Videreføring av dagens trender rundt energieffektivisering i bygg, FME NTRANS scenario INC. Vi får økende bruk av varmepumper i 2030.

Energiproduksjon, tilgang og kraftmarked:

- **Vindkraft:** Begrenset aksept for ny vindkraft på land. Legger til grunn at det tillates gradvis og begrenset utbygging til maksimalt 30 TWh i 2050

Andre forutsetninger er som i *Nettonull høy*.

Lav klimaambisjon – hovedscenario

Utslippbane:

- Utslippbane tilsvarer -35 prosent i 2030 og -80 prosent i 2050 utslippsreduksjoner fra 1990 nivå. Dette tilsvarer 33 Mt CO_{2e} og 25.6 Mt CO₂ i 2030 og 10 Mt CO_{2e} og 8 Mt CO₂ i 2050

Energibruk:

- **Industri:** Energibehovet til ny industriaktivitet og til eksisterende fastlandsindustri holdes tilnærmet konstant fra i dag.
- **Bygg:** Samme som *Forsinket klimaambisjon*.

Energiproduksjon, tilgang og kraftmarked:

- **Vindkraft:** Begrenset ny vindkraft på land, legger til grunn gradvis og begrenset utbygging til 30 TWh i 2050
- **Vannkraft:** noe effektoppgradering og ny produksjon tilsvarende økning på 7,5 TWh fram til 2050.
- **Kraftmarked:** Begrenset kraftutveksling til maks 15 TWh nettoeksport i normalår

Andre forutsetninger er som i *Nettonull høy*.

TABELL 1B.

Sensitiviteter som er analysert i de ulike scenariene.

Klimamål	Forutsetninger og antagelser
<p>Nettonull – sensitiviteter</p>	<p>Energibruk:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lav industrivekst: Uendret energibruk i fastlandsindustrien fra i dag, inkludert både nye og eksisterende industrisektorer • Lav EE i bygg: Forutsetter 10 TWh energieffektivisering til 2030 inkludert varmepumper. • Med fjerning av CO₂: Legger til grunn bruk av BECCS og DACCS som dermed tillater høyere utslipp i andre sektorer/prosesser for å nå samme klimamål. • Hydrogeneksport: Legger inn 100 TWh med eksport av blått hydrogen via rørledning og eksport av grønt hydrogen i form av økt energibruk på 10 TWh til ammoniakkindustrien. <p>Energiproduksjon, tilgang og kraftmarked:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ubegrenset biodrivstoff import: Økt tilgang til bærekraftig biodrivstoff globalt til samme kostnad som i dag • Høy havvind: Legger til grunn at målet om 30 GW havvind tildelt innen 2040 blir bygget. • Begrenset vindkraft på land: Legger til grunn gradvis og begrenset utbygging til 30 TWh i 2050 • Full stopp i vindkraft på land: Legger til grunn produksjon lik i dag fra landbasert vindkraft (TWh) • Begrenset krafthandel: Restriksjon på å aldri få lavere enn gjennomsnittlig nettonull eksport i normalt værår • Lavere teknologikostnad for kjernekraft, små modulære reaktorer (SMR) <p>Sensitiviteter med kombinasjon av de over.</p>
<p>Forsinket 2030 klimaambisjon - sensitiviteter</p>	<p>Energibruk:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lav industrivekst: Uendret energibruk i fastlandsindustrien fra i dag, inkludert både nye og eksisterende industrisektorer • Energibehov til bygg: Høy energieffektivisering i bygg: det er lagt til grunn 20 TWh energieffektivisering inkludert bruk av varmepumper i 2030. <p>Energiproduksjon, tilgang og kraftmarked:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vindkraft på land: Full stopp. Legger til grunn produksjon lik i dag fra landbasert vindkraft (TWh) • Solkraft: Øker utbygging av solkraft til 10 TWh og 20 TWh og tilsvarende for vindkraft på land og bruker Samkjøringsmodellen for 2035. • Bunnfast havvind og hybrid: Øker utbygging i SNii til 6 GW med økt utvekslingskapasitet hvorav ulike konfigurasjoner. Samkjøringsmodellen for 2035. • Handel med kraft: Restriksjon på å alltid være nettoeksportør i normalår <p>Sensitiviteter med kombinasjon av de over.</p>
<p>Lav klimaambisjon - sensitiviteter</p>	<p>Energiproduksjon, tilgang og kraftmarked:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kraftutveksling: Ubegrenset kraftutveksling gitt dagens kabelkapasitet, noe hybrid for nye havvindprosjekter. • Med høy vannkraft: Høy vannkraftproduksjon: både effektoppgraderinger og ny produksjon tilsvarende rundt 17 TWh økning fram til 2050

Forutsetninger i kraftmarkedsmodelleringen

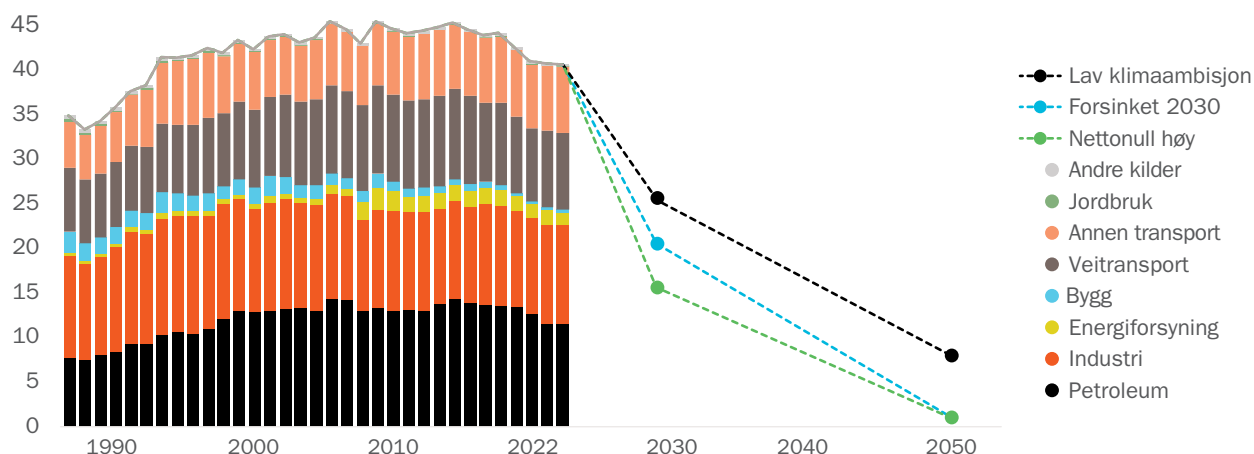
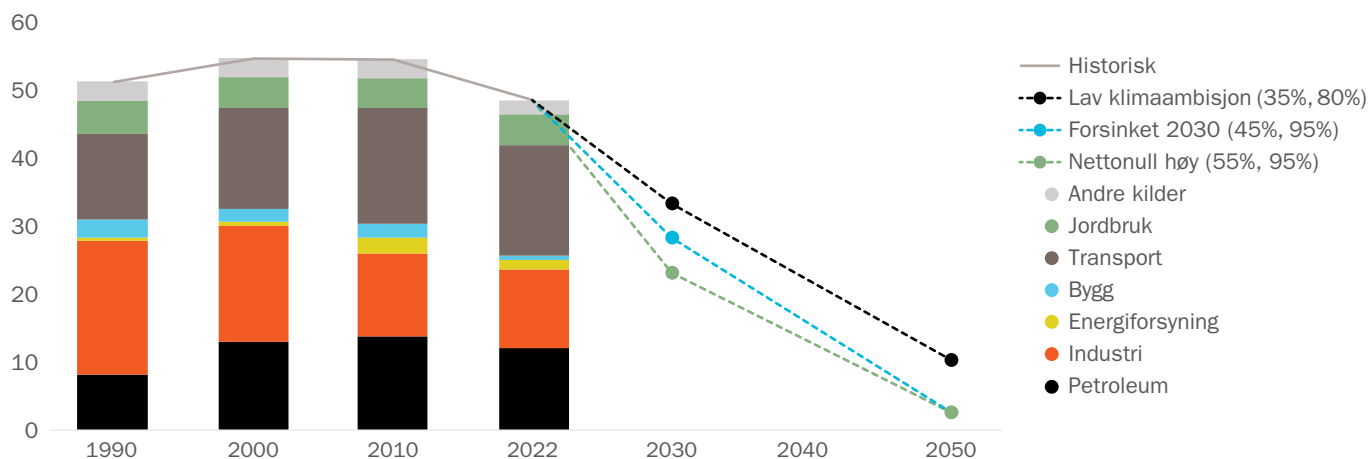
Samkjøringsmodellen er en kraftmarkedsmodell som optimaliserer og simulerer hydrotermiske kraftsystem. Modellen tar hensyn til overføringsbegrensninger og hydrologiske forskjeller mellom delområder i Norden. Modellen reflekterer spotområdene i Norden og modellerer kraftsystemet med de begrensningene som er i nettet. Nettutviklingen er i tråd med TSO'enes planer. Vannkraftproduksjon er modellert i detalj og tar hensyn til variasjon i tilsig helt ned på kraftverksnivå. Modellen simulerer magasinstand, timestilgjengelighet, timestilsig, minimumsrestriksjoner og beregner framtidverdier på vannet. For å ta hensyn til variasjon i vær er det brukt 14 «værår» der tilsig til vannkraft, vind og sol er konsistent modellert. I tillegg til prognoser for framtidige spotpriser gir modellen også blant annet prognoser for produksjon, magasinfilling, vannføring, forbruk, rasjonering, kraftimport og -eksport. Det er lagt inn en forventning rundt økning i kraftforbruk i

årene som kommer som en følge av blant annet avkarbonisering og nye industrier eksogent i modellen, samt en økning i fleksibilitet fra både forbruks- og produksjonssiden.

Forutsetninger for utslippsbanene

I analysene har vi trukket ut energirelaterte CO₂-utslipp som i dag står 84 prosent av totale klimagassutslipp og som har økt med 16,6 prosent siden 1990. Utslipp fra skog- og arealbruk antas å rapporteres mot et separat mål og er ikke inkludert i analysene. Det er ikke inkludert bruk av fleksibilitetsmulighetene i EU regelverket mellom skog- og arealbruk og de andre sektorene. For jordbruk og andre klimagasser legger vi til grunn siste framskrivninger fra KLD til 2030 og deretter gjennomsnittlig utslippsbane fra EU sine 1,5-scenarier⁴⁵ (figur 26).

26 Totale norske klimagassutslipp (CO₂e) (øverst) og energirelaterte CO₂-utslipp (nederst): Historisk og framskrivninger i de tre scenariene (Mt)⁴⁶





For å ta hensyn til variasjon i vær er det brukt 14 «værrår» der tilsig til vannkraft, vind og sol er konsistent modellert.

Referanseliste

- 1 The White House (2023). Inflation Reduction Act Guidebook: <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/>
- 2 European Commission (2023). The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en
- 3 WMO (2023). Extreme weather is the “new norm”: <https://public.wmo.int/en/media/news/extreme-weather-new-norm>

IPCC (2023). Sixth Assessment Report: <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
- 4 UN (2023). Biodiversity – our strongest natural defense against climate change: <https://www.un.org/en/climatechange/science/climate-issues/biodiversity> (31.08.2023)
- 5 SSB (2023). Klimagasser, etter utslippskilde, energiprodukt og komponent: <https://www.ssb.no/statbank/table/08940/> (20.06.2023)

Menon (2022). Norske utslipp i utlandet: https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/479/2022/10/rapportutkast-norske-utslipp_221017-endelig-endret.pdf
- 6 Regjeringen (2023). Regjeringens klimastatus- og plan: https://www.regjeringen.no/contentassets/28965e11d-8044ceb94d0f958b8a45869/nn-no/pdfs/regjeringas_klimastatus_og_plan.pdf
- 7 SSB (2023). Utslipp til luft: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft> (08.06.2023)
- 8 IRENA (2023). Renewable energy statistics 2023: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>
- 9 Norsk elbilforening (2023). Elbilsalg: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/elbilsalg/> (10.10.2023)
- 10 SSB (2023). Elektrisitet: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>
- 11 NVE (2023). Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging: https://www.nve.no/media/16035/rapport_2kv_2023.pdf
- 12 SSB (2023). Elektrisitet: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

NVE (2023). Ny kraftproduksjon 2, kvartal 2023: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/ny-kraftproduksjon/> (25.09.2023)
- 13 Energifakta Norge (2023). Kraftproduksjon: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (04.09.2023)
- Regjeringen (2023). NOU 2023:3 Mer av alt – raskere: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/>
- NVE (2023). Hvor stor andel av vannkraften i Norge er fleksibel?: https://publikasjoner.nve.no/fakta/2023/fakta2023_01.pdf
- 14 SSB (2023). Elektrisitet: <https://www.ssb.no/statbank/table/08307/>
- 15 Regjeringen(2022). NOU 2022: 6. Nett i tide – om utvikling av strømmettet: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2022-6/id2918464/>
- 16 IFE (2023). National and international long-term energy system models: <https://ife.no/national-and-international-long-term-energy-system-models/> (30.08.2023)

Haaskjold, K. et al. (2022). Documentation of IFE-TIMES-Norway v3: <https://ife.brage.unit.no/ife-xmlui/bitstream/handle/11250/3058964/Documentation+of+IFE-TIMES-Norway+v3+%28ID+57346%29+%28003%29.pdf?sequence=2>
- Norwegian Centre for Energy Transition Strategies (FME NTRANS) (2023). Rapport 02/2023. NTRANS Socio-technical pathways and scenario analysis: <https://www.ntnu.no/ntrans/rapporter>
- SINTEF (2023). Samkjøringsmodellen EMPS: <https://www.sintef.no/programvare/samkjøringsmodellen/> (30.08.2023)
- 17 Miljødirektoratet (2023). Klimatiltak i Norge mot 2030. Oppdatert kunnskapsgrunnlag om utslippsreduksjonspotensial, barrierer og mulige virkemidler – 2023: <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/juni-2023/klimatiltak-i-norge-mot-2030/> (02.06.2023)
- 18 SSB (2023). Elektrisitet: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet> (14.09.2023)
- 19 Statnett (2023). Langsiktig markedsanalyse 222-2050: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>
- NVE (2023). Langsiktig kraftmarkedsanalyse: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/>
- 20 Regjeringen (2023). Nasjonal transportplan 2022-33: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-20-20202021/id2839503/>
- 21 Miljødirektoratet (2023). Klimatiltak i Norge mot 2030. Oppdatert kunnskapsgrunnlag om utslippsreduksjonspotensial, barrierer og mulige virkemidler – 2023: <https://www.miljodirektoratet.no/publikasjoner/2023/juni-2023/klimatiltak-i-norge-mot-2030/> (02.06.2023)

- Regjeringen (2023). NOU 2023: 3. Vedlegg 3. Bakgrunnsrapport fra Oslo Economics og Sintef: Industrien: Etterspørsel etter kraft, beslutningsfaktorer og energieffektivisering: <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/sved/vedlegg3.pdf>
- 22 SSB (2023). Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/produksjon-og-forbruk-av-energi-energibalanse-og-energiregnskap> (14.06.2023)
- NVE (2023). Energibruk i industrien: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/energibruk-i-industrien/> (13.09.2023)
- 23 NVE (2023). Kraftproduksjon: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/> (23.06.2023)
- 24 NVE (2023). Vannkraft: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/> (03.08.2023)
- 25 NVE (2023). Verneplan for vasskraft: <https://www.nve.no/vann-og-vassdrag/vassdragsforvaltning/verneplan-for-vassdrag/> (07.08.2023)
- 26 Hafslund (2023). Vannmagasinene dempet flommen betydelig: <https://hafslund.no/nyheter/vannmagasinene-dempet-flommen-betydelig> (15.08.2023)
- 27 Linnerud, K. et al (2022). Do people prefer offshore to onshore wind energy? The role of ownership and intended use: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122006219#:~:text=Offshore%20and%20near-shore%20locations%20are,less%20important%20for%20offshore%20locations>
- 28 CICERO (2023). CICEROs Klimaundersøkelse: <https://cicero.oslo.no/no/ciceros-klimaundersokelse>
- 29 Stortinget (2023). Endringer i energiloven og plan- og bygningsloven (vindkraft på land): <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=94072>
- 30 NVE (2023). Arealbruk for vindkraftverk: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/arealbruk-for-vindkraftverk/> (30.08.2023)
- Miljødirektoratet (2019). Arealbehov (typetall) for landbasert vindkraft i Norge: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/dokumenter/fornybar-energi/vindkraft/vindkraft-arealoppsummering010419.pdf>
- SSB (2023). Arealbruk og arealressurser: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/areal/statistikk/arealbruk-og-arealressurser> (26.10.2023)
- 31 European Commission (2023). Member States agree new ambition for expanding offshore renewable energy: https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2023-01-19_en
- HM Government (2023). Offshore Wind Net Zero Investment Roadmap: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1167856/offshore-wind-investment-roadmap.pdf
- 32 NVE (2023). Identifisering av utredningsområder for havvind: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/>
- 33 NVE (2023). Solkraft: <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/> (20.07.2023)
- 34 Statkraft (2023). Forsker på energilagring på Nyhavna i Trondheim: <https://www.statkraftvarme.no/kunnskaps-senter/nyheter/2023/nyhavna-i-trondheim/>
- Systemsmart energibruk (2022). Fremtiden er nokså elektrisk: <https://www.systemsmart.no/aktuelt/ny-systemsmart-rapport-fremtiden-er-noksa-elektrisk>
- 35 Schlachtberger, D. P et al. (2017). The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544217309969>
- Child, M. et al. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119302319>
- SINTEF (2022). Ulike vindforhold: Slik bør vi bygge 30 GW havvind i Norge: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/30-gw-havvind-i-norge/>
- 36 NVE (2023). Avbruddsstatistikk: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/avbruddsstatistikk/> (30.08.2023)
- 37 NVE (2020). Rapport Nr. 44/2020 Det svinger mer med fornybar strøm: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_44.pdf
- 38 Regjeringen (2022). Regjeringens klimastatus- og plan: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/regjeringens-klimastatus-og-plan/id2931051/>
- 39 Statnett (2023). Langsiktig markedsanalyse 2022-2050: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>
- Thema (2022). Kraftproduksjon og -etterspørsel i Norge og Norden: <https://files.nettsteder.regjeringen.no/wpuploads01/sites/479/2022/06/Kraftproduksjon-og-etterspørsel-i-Norge-og-Norden.-Sammenstilling-av-scenarier.-Thema-Consulting-Group.pdf>
- NVE (2023). Langsiktig kraftmarkedsanalyse: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/>

- 40 Norwegian Centre for Energy Transition Strategies (FME NTRANS) (2023). Rapport 02/2023. NTRANS Socio-technical pathways and scenario analysis: <https://www.ntnu.no/ntrans/rapporter>
- Haaskjold, K. et al. (2022). Documentation of IFE-TIMES-Norway v3: <https://ife.brage.unit.no/ife-xmlui/bitstream/handle/11250/3058964/Documentation+of+IFE-TIMES-Norway+v3+%28ID+57346%29+%28003%29.pdf?sequence=2>
- 41 Regjeringen (2021). Meld.St.14 (2020-2021): Perspektivmeldingen 2021: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-14-20202021/id2834218/>
- Oljedirektoratet (2020). KraftFraLand til norsk sokkel, rapport 2020: <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/rapporter/2020/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel-rapport-2020.pdf>
- 42 Regjeringen (2021). Medl.St.20 (2020-2021): Nasjonal transportplan 2022-2023: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-20-20202021/id2839503/>
- 43 Norwegian Centre for Energy Transition Strategies (FME NTRANS) (2023). Rapport 02/2023. NTRANS Socio-technical pathways and scenario analysis: <https://www.ntnu.no/ntrans/rapporter>
- Haaskjold, K. et al. (2022). Documentation of IFE-TIMES-Norway v3: <https://ife.brage.unit.no/ife-xmlui/bitstream/handle/11250/3058964/Documentation+of+IFE-TIMES-Norway+v3+%28ID+57346%29+%28003%29.pdf?sequence=2>
- 44 Regjeringen (2021). Meld.St.14 (2020-2021): Perspektivmeldingen 2021: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-14-20202021/id2834218/>
- Oljedirektoratet (2020). KraftFraLand til norsk sokkel, rapport 2020: <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/rapporter/2020/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel-rapport-2020.pdf>
- 45 European Commission (2018). In-depth analysis in support of the Commission communication COM(2018) 773: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf
- 46 SSB (2023). Klimagasser, etter utslippskilde, energiprodukt og komponent: <https://www.ssb.no/statbank/tafle/08940/> (20.06.23)

