

RAPPORT

# KRAFT I NORD – BEHOV, INVESTERINGER OG INDUSTRIELLE BARRIERER





## Forord

På oppdrag fra Kunnskapsbanken Nord-Norge har Menon Economics gjennomført en analyse av kraftsystemutviklingen i Nord-Norge frem mot 2030. Rapporten tar utgangspunkt i landsdelens industrielle potensial, slik det er kartlagt i investeringstellersen, og vurderer disse utviklingstrekkene opp imot det eksisterende kunnskapsgrunnlaget knyttet til kraftproduksjon, nettinvesteringer og sentrale utviklingstrekk i tilgrensede områder. Videre har vi gjennomført en grundig kartlegging av potensialet for å øke fornybar produksjonskapasitet internt i landsdelen. Et viktig formål har vært å identifisere potensielle barrierer for industriutvikling.

Prosjektet er ledet av Piotr Śpiewanowski med Ada Lunde, Aljoscha Schöpfer og Frida Aulie som prosjektmedarbeidere. Even Winje har prosjektansvarlig og kvalitetssikrer.

Menon Economics er et forskningsbasert analyse- og rådgivningsselskap i skjæringspunktet mellom foretaksøkonomi, samfunnsøkonomi og næringspolitikk. Menon Economics tilbyr analyse- og rådgivningstjenester til bedrifter, organisasjoner, kommuner, fylker og departementer, med hovedfokus på empiriske analyser av økonomisk politikk, og våre medarbeidere har økonomisk kompetanse på et høyt vitenskapelig nivå.

Vi takker oppdragsgivere ved Jeanette Gundersen for nyttige og konstruktive innspill, samt god støtte gjennom prosessen. Vi ønsker også å rette en spesiell takk til øvrige representanter fra nettselskaper, kraftprodusenter, kraftintensiv industri og forskningsmiljø, og for nyttige innspill gjennom intervjuer.

---

Oktober 2023

Even A. Winje  
Prosjektansvarlig  
Menon Economics

# Innhold

<b>SAMMENDRAG</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUKSJON</b>	<b>5</b>
<b>INDUSTRIELL VEKST OG KLIMAOMSTILLING SETTER PRESS PÅ KRAFTSYSTEMET</b>	<b>6</b>
Kraftbehov i Nord-Norge i 2030	7
Resultater – kraftig vekst i forbruket, men strømmettet er allerede begrensende	7
Hvilke næringer kommer til å ha størst kraftforbruk?	8
Hvilken region forventer den største forbruksveksten?	9
<b>BEGRENSET POTENSIAL FOR NY KRAFTPRODUKSJON FREM MOT 2030</b>	<b>12</b>
Dagens kraftproduksjon i Nord-Norge	12
Kraftproduksjon frem mot 2030 – landbasert vind øker, men i et begrenset omfang	13
Scenarier for kraftproduksjon i 2030 – begrenset mulighetsrom sammenlignet med forbruk	14
Nærmere om usikkerheten i utbyggingsscenarioene	16
<b>STRØMNETTET– EN NØKKELE FOR VEKST I NORD</b>	<b>19</b>
Dagens situasjon – barrieren ligger hovedsakelig i transmisjonsnett.	19
Betydelige investeringer planlegges frem mot 2030, men etterspørselen etter kapasitet er større en forventet økning.	21
Investeringsbeløp	21
Utvikling av transmisjonsnett	23
Investeringer i regionalnett	23
<b>REDUSERT KRAFTBALANSE, MEN BEGRENSEDE KONSEKVENSER FREM MOT 2030.</b>	<b>26</b>
Kraftbalansen svekkes betydelig frem mot 2030	26
Kraftoverskudd i Nord-Sverige og Finland gir muligheter for «billig» import	27
Økte strømpriser, men fortsatt lavere priser enn i sør.	28
Konsekvenser for næringslivet	29
<b>2030-2040: NY KRAFTPRODUKSJON, MEN DEN INDUSTRIELLE VEKSTEN VIL AVHENGE AV EN MÅLRETTET KRAFTSYSTEMUTVIKLING</b>	<b>31</b>
Økt potensiale for å realisere ny kraftproduksjon	31
Landbasert vindkraft	31
Havvind etter 2030	32
Den langsiktige kraftbalansen – mulighet for å sikre en positiv kraftbalanse om man legger til rette for økt produksjon.	33
<b>METODE - HVORDAN VI HAR UTVIKLET SCENARIENE VÅRE</b>	<b>35</b>
Kraftforbruk	35
Kraftproduksjon	36
Strømmettet	37

## Sammendrag

Nord-Norges konkurransefortrinn har tradisjonelt vært knyttet til et stabilt kraftoverskudd og fordelene dette har gitt med hensyn til kraftprisen industrien har stått overfor. I denne rapporten har vi vurdert hvordan investeringsplanene som foreligger vil påvirke landsdelens kraftbalanse og investorattraktiviteten som følger av dette. Våre analyser viser at kraftoverskuddet, som har ligget på nærmere 10 TWh de siste årene og som tilsvarer over en tredjedel av dagens kraftforbruk, vil ligge mellom -9 TWh og 0 TWh i 2030. Svekkelsen av kraftbalansen følger av betydelige investeringer i ny industri, elektrifisering av eksisterende forbruk og begrensede muligheter for å øke produksjonen. Konsekvensene av en slik utvikling vil imidlertid være begrenset. Det er to grunner til dette. For det første er kraftsystemet i Nord-Norge tett integrert med Nord-Sverige og Finland. Et stort kraftoverskudd i disse områdene vil bidra til å opprettholde den relative prisforskjellen mellom nord og sør. For det andre vil overføringskapasiteten mot Trøndelag og Sverige sikre energitilgangen. I et scenario der forbruket i Nord-Sverige og Finland øker raskere kan imidlertid kraftprisene nærme seg hverandre og «nordnorske priser» økes til et nordisk nivå.

Interne flaskehalsen gjør imidlertid at muligheten for tilknytning er, og vil, variere på tvers av landsdelen. For å opprettholde konkurransefortrinnet Nord-Norge har med gunstige kraftpriser og ressurstilgang, vil man være avhengig av en balansert utvikling i produksjon og forbruk i de nordligste prisområdene i Norden. For Nord-Norges del innebærer dette å legge til rette for at vindkraftprosjekter med relativt sett lavt konfliktnivå gjennomføres, samt en betydelig utbygging av flytende havvind. I tillegg er det nødvendig at interne flaskehalsen i strømmettet utbedres for å legge til rette for at de mest attraktive prosjektene kan realiseres.

Menon har på vegne av Kunnskapsbanken i Nord-Norge vurdert hvorvidt og hvordan utviklingen i kraftsystemet underbygger det industrielle potensialet som foreligger i landsdelen. Analysene er basert på en bred litteraturstudie av eksisterende kunnskapsgrunnlag samt supplerende analyser av investeringer i produksjon og industri basert på investeringstilleren 2023.

Våre analyser viser at **kraftforbruket vil øke betydelig frem mot 2030 i Norge**. Den viktigste driveren for dette er industriell vekst, hvorav hydrogenproduksjon vil være den mest kraftkrevende næringsvirksomheten. I tillegg forventes det en betydelig vekst knyttet til elektrifisering av eksisterende forbruk. Hvor raskt og hvor mye forbruket øker er imidlertid usikkert. I basisscenarioet legger vi til grunn en vekst på 10 TWh, mens i høyscenarioet legger vi til grunn en vekst på over 20 TWh. Til sammenligning er dagens kraftforbruk i Nord-Norge på om lag 18 TWh. Forskjellen mellom scenarioene kommer i all hovedsak fra i hvilken grad og hvorvidt de mer umodne prosjektene knyttet til kraftintensiv industri realiseres. Vi ser videre betydelige regionale forskjeller, der Finnmark kan bli den delen av landsdelen som kan få mesteparten av industrietableringen, og dermed høyest kraftforbruk, gitt tilstrekkelige nettinvesteringer. Det er også potensial for hydrogenproduksjon av betydelig størrelse på Helgeland, men her er usikkerheten større på grunn av lavere modenhet av prosjekter. Forbruksutviklingen i både basis- og høyscenarioet vårt ligger under kapasiteten som henholdsvis er reservert og forespurt hos Statnett. Dette reflekterer både at mange umodne prosjekter, som vi ikke inkluderer i våre forbruksframskrivninger, ber om tilknytning, men også at dagens *interne* flaskehalsen i strømmettet er en begrensende faktor for industriell vekst hvis ikke nettkapasiteten økes. Både basis- og høyscenarioet vi har utviklet foresetter at planene som foreligger for å styrke nettet gjennomføres.

Sammenlignet med forbruksveksten forventer vi en betydelig **lavere vekst i produksjonen** frem mot 2030. I basisscenarioet estimerer vi at det er et potensial for å øke produksjonen med 5 prosent, altså 25,8 til 27,1 TWh, i landsdelen i 2030, og i høyscenarioet estimerer vi et potensial for å realisere en produksjonskapasitet tilsvarende 30 TWh. Vårt basisestimat tar utgangspunkt i prosjekter som allerede har fått konsesjon fra NVE, mens høyscenarioet også inkluderer prosjekter som var under behandling hos NVE per august 2023 og som vi vurderer potensielt kan bli bygget ut, basert på prosjektets modenhet, graden av mulig konflikt mellom ulike interessegrupper samt nettkapasiteten i området.

En storstilt industriell utvikling, kombinert med store begrensninger på produksjonssiden, innebærer at **dagens kraftoverskudd på om lag 10 TWh forsvinner i løpet av de neste syv årene**. I høyscenarioet estimerer vi et kraftunderskudd på -9 TWh innen 2030. Til tross for en redusert kraftbalanse og økt overføringskapasitet inn i og ut av landsdelen mot 2030, tyder dagens trender på en **begrenset effekt på investortraktiviteten i Nord-Norge**. Dette er fordi de relative forskjellene i kraftpris mellom Nord- og Sør-Norge mot 2030 forventes å ligge på omtrent samme nivå som snittet i årene før strømkrisen 2022-2023. En viktig årsak til dette er at man forventer et betydelig kraftoverskudd på mellomlang sikt i Nord-Sverige og i Finland, til tross for en forventning om en stor industriell vekst. Økt overføringskapasitet øker etableringspotensialet med henhold til energitilgang. Om den relative forskjellen mellom vårt basis- og høyscenario, også materialiserer seg i Nord-Sverige og Finland, vil imidlertid prisene i disse områdene konvergere mot et nordisk prisnivå, noe som vil redusere den relative investortraktiviteten i Nord-Norge. Sammenlignet med konkurrerende europeiske markeder peker imidlertid nåværende analyser på at Norden vil ha et noe lavere prisnivå de neste tiårene.

Strømnettets kapasitet spiller en nøkkelrolle i å realisere Nord-Norges potensial for industriell vekst. Som nevnt forventer vi at krafttilgangen for landsdelen som helhet vil være sterk. Men **lokale flaskehals i overføringsnettet påvirker investeringsnivået knyttet til både forbruk og produksjon**. For å imøtekomme dette planlegges investeringer på 16,8 milliarder kroner mellom 2024 og 2030, i all hovedsak i transmisjonsnettet. Disse investeringene er essensielle for forbruksveksten vi har lagt til grunn i både basis- og høyscenarioet. Videre vil nye områder tilgjengeliggjøres for kraftintens næringsaktivitet og fornybar produksjon, herunder Finnmark som i dag preges av et svakt nett. Investeringene er imidlertid ikke tilstrekkelige for å imøtekomme de langsiktige investeringsplanene som foreligger i landsdelen, jf. omfanget av forespurt kapasitet hos Statnett.

For å legge til rette for det industrielle vekstpotensialet som foreligger, både frem mot 2030 og etter, er man avhengig av en systematisk og målrettet utvikling av kraftsystemet. **Det er avgjørende at den interne nettkapasiteten i Nord-Norge styrkes og at man legger til rette for å utvikle ny kraftproduksjon**. Det er kun på denne måten man kan sikre en balansert utvikling av kraftsystemet i Nord-Norge. Potensialet for økt kraftproduksjon finnes i størst grad innenfor flytende havvind. Det er også et potensial for å øke vindkraftproduksjonen på land. Samtidig fordrer både havvind og landbasert vindkraft at man løser utfordringene knyttet til miljø og sameksistens, med tanke på kostnaden for lokalsamfunn, samiske kulturminner og reindriftsnæringen.

## Introduksjon

I løpet av de siste par årene har det skjedd betydelige endringer i de internasjonale finansielle markedene, i rentenivået og den geopolitiske situasjonen i verden, som kan påvirke både tilgangen til kapital for investeringer i industriprosjekter og fremdriften til planlagte og vedtatte prosjekter i Norge. Den nordiske og europeiske energi- og kraftsituasjonen har også gjennomgått betydelige endringer i løpet av de siste årene, der den pågående energikrisen med økende kraftpriser har skapt betydelige utfordringer for både næringslivet og husholdningene i Norge. Nord-Norge har i utgangspunktet vært relativt skjermet på grunn av et overskudd av kraft og begrenset overføringskapasitet til de sørlige kraftprisområdene, som er sterkt tilknyttet de europeiske kraftsystemene og påvirkes i stor grad av den nordeuropeiske kraftprisen.

Fleire fagmiljøer forventer imidlertid at Nord-Norge kan stå overfor et kraftunderskudd allerede i løpet av få år, noe som vil kreve import av kraft fra Nord-Sverige og/eller Sør-Norge. Imidlertid er ikke det eksisterende overføringsnett sterkt nok til å håndtere alle de annonserte investeringsplanene knyttet til kraftkrevende prosjekter i landsdelen. Bare i januar 2023 avsto Statnett over 30 søknader fra Nord-Norge med en samlet omsøkt effekt på over 1600 MW, eller 50 prosent av dagens kraftbehov i Norge.

Situasjonen vi står overfor i dag viser dermed at det kreves en grundig analyse av mulighetsrommet for fremtidig produksjon, forbruk og nettkapasitet i Nord-Norge, med et mål om å etablere en felles enighet om sentrale utviklingstrekk for kraftsituasjonen mot 2030. Ved å peke på viktige utviklingstrekk kan vi tilstrebe å besvare spørsmål knyttet til hvorvidt det er tilstrekkelig med kraft til alle, hvordan kraftbalansen vil utvikle seg og hvordan kraftprisene påvirkes. Disse faktorene vil påvirke den generelle investoraktiviteten i landsdelen, spesielt knyttet til etableringen av kraftkrevende næringer.

For å kunne utføre denne analysen har vi grundig gjennomgått eksisterende rapporter fra sentrale aktører i strømmarkedet, inkludert NVE, Statnett og deres svenske motstykke Svenska kraftnät, samt regionale distribusjonsselskaper av kraft. Vi har også benyttet uavhengige markedsanalyser som en kilde til kunnskap. Vi har supplert denne kunnskapen med våre egne analyser og gjennomført intervjuer med representanter fra alle sider av markedet, inkludert energibrukere, energiprodusenter og nettoperatører. Vi har også konsultert organisasjoner som representerer interesser som kan påvirkes negativt av infrastrukturutviklingsplanene i landsdelen.

Selv med dette omfattende arbeidet er resultatene av analysen vår fortsatt preget av betydelig usikkerhet, grunnet uforutsigbarhet knyttet til administrative prosesser som påvirker produksjons- og overføringsinfrastruktur, europeiske og globale energipriser, makroøkonomiske svingninger, støttenivået for fornybar industri i Norge og andre deler av verden. Disse faktorene påvirker nøkkelparameterne som vi analyserer i denne rapporten, og derfor har vi skissert både positive og negative avvik fra basisscenarioet.

Analysen består av fem artikler som er organisert som følger: De første tre artiklene tar for seg de tre hovedfaktorene som påvirker kraftsituasjonen i Nord-Norge, nemlig forbruk, produksjon og overføringskapasitet. I den påfølgende artikkelen vil vi vurdere disse aspektene i sammenheng og beskrive den fremtidige kraftbalansen samt de potensielle konsekvensene utviklingen kan få for næringslivet. I den femte artikkelen vil vi utvide tidshorisonten og presentere utsiktene for perioden etter 2030.

## Industriell vekst og klimaomstilling setter press på kraftsystemet

Menon estimerer en betydelig økning i kraftforbruket mot 2030 i Nord-Norge, i hovedsak drevet av mer industri, hvorav hydrogenproduksjon vil være den mest kraftkrevende næringsvirksomheten. Hvor raskt og hvor mye forbruket øker er usikkert. I basisscenarioet legger vi til grunn en vekst på 10 TWh, mens i høyscenarioet legger vi til grunn en vekst på over 20 TWh. Til sammenligning er dagens kraftforbruk i Nord-Norge på om lag 18 TWh. Forskjellen mellom scenarioene kommer i all hovedsak fra i hvilken grad og hvorvidt de mer umodne prosjektene knyttet til kraftintensiv industri realiseres. Vi ser også betydelige regionale forskjeller, der Finnmark kan bli den delen av Nord-Norge som kan få mesteparten industrietableringen, og dermed høyest kraftforbruk innen 2030 (inkl. elektrifisering av Melkøya). Imidlertid er det også potensial for hydrogenproduksjon av betydelig størrelse på Helgeland, men her er usikkerheten enda større på grunn av lav modenheten av prosjekter i regionen. Forbruksutviklingen i både basis- og høyscenarioet vårt ligger under kapasiteten som er henholdsvis reservert og forespurt hos Statnett. Dette reflekterer både at mange umodne prosjekter, som vi ikke inkluderer i våre forbruksframskrivninger, ber om tilknytning, men også at dagens interne flaskehals i strømmettet er en begrensende faktor for industriell vekst hvis ikke nettkapasiteten økes.

Elektrifisering av transport og industri, samt økende etterspørsel etter «nye» energibærere som grønt hydrogen og ammoniakk, innebærer at strømforbruket i Norge vil øke betydelig i årene som kommer. Statnett anslår at det nasjonale strømforbruket vil øke med rundt 25 prosent sammenliknet med dagens nivå. Økningen er i hovedsak drevet av en elektrifisering av oljenæringen og etablering av ny kraftintensiv industri. Forbruksveksten vil imidlertid være ulik mellom områdene. Forskjeller i kraftforbruk gjør også at endringer vil påvirke enkeltområder mer enn andre.

Nord-Norge har mye kraftkrevende industri og er en landsdelene i Norge med høyest strømforbruk per innbygger. I 2022 sto Nord-Norge for 15 prosent av Norges samlede strømforbruk, til tross for at landsdelen kun huser 9 prosent av landets befolkning. Av de to nordnorske fylkene, er det Nordland hvor kraftintensiteten er størst, med et gjennomsnittlig årlig forbruk per capita på nesten 50 MWh. Dette er mer enn to ganger høyere enn det nasjonale gjennomsnittet for Norge og det nest høyeste forbruket per capita i landet etter Møre og Romsdal, som på sin side huser Norges største strømforbruker, Hydro Aluminium Sunndal. Sammenliknet med Nordland er strømforbruket i Troms og Finnmark fylke noe lavere, men ligger likevel omtrent 25 prosent høyere enn landsgjennomsnittet. Nord-Norges samlede kraftforbruk var i 2022 på 17,5 TWh.

Et høyt forbruk per innbygger tilsier at kraftpriser og tilgang til strøm i større grad påvirker næringsliv og økonomien enn i andre områder. Fremtidig tilgang til strøm er derfor et av de mest diskuterte temaene i landsdelen. I denne artikkelen vil vi presentere ulike estimater på fremtidig strømforbruk og vurdere disse opp mot eksisterende og fremtidige nettbegrensninger.



### Hvordan man måler kraftforbruket: effekt- eller energibehov

Kraftbehov kan måles som effektbehov eller som energibehov. Effektbehov handler om hvor mye strøm som kreves på et bestemt tidspunkt, og måler derfor maksimalt kraftbehov i ett øyeblikk. Det er dette «behovet» som er dimensjonerende for nettutvikling og -tilgang. Energiforbruk eller kraftforbruk handler om den totale mengden strøm som etterspørres over en viss periode. Forholdet mellom effektbehov og energibehov varierer mellom ulike forbrukertyper. Prosessindustrien bruker nærmest full effekt kontinuerlig, da de opererer døgnet rundt. Husholdninger derimot bruker maks effekt i kortere perioder, for eksempel når man lader en elbil. Det finnes også fleksible brukere som enkelt kan justere strømforbruket, til en relativt sett lav kostnad. Hydrogenprodusenter er et godt eksempel på en fleksibel bruker.

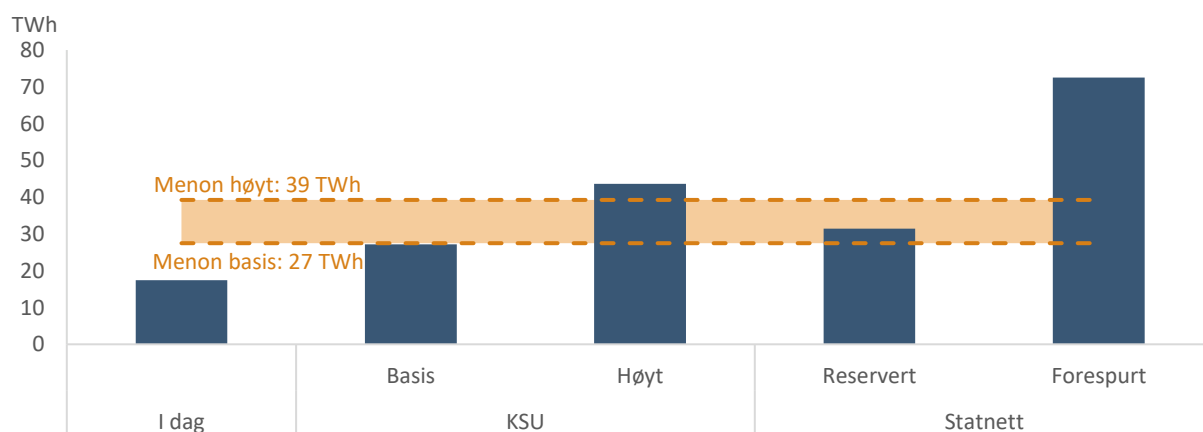
## Kraftbehov i Nord-Norge i 2030

Å estimere fremtidig kraftbehov i Nord-Norge er en utfordrende oppgave ettersom det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige investeringer i kraftintensiv industri. Samtidig vil etterspørselen være avhengig av blant annet kraftpriser og ikke minst tilgang til strømmettet. Med hensyn til sistnevnte vil vi kommentere denne barrieren på et overordnet nivå. For en mer grundig diskusjon viser vi til artikkelen om strømmettet. For en diskusjon av hvordan kraftpriser påvirker etterspørselen viser vi til artikkelen om redusert kraftbalanse. Usikkerheten knyttet til både nyetablering og vekst gjør at det per i dag er betydelig variasjon mellom ulike analysemiljøer. For å sikre et best mulig kunnskapsgrunnlag har vi vurdert data og metoder fra et bredt utvalg kilder: Statnett, Kraftsystemutredninger (KSU) fra regionale nettselskaper, NVE samt investeringstallene til Kunnskapsbanken i Nord-Norge (KBNN) som kartlegger planlagte investeringer i Nord-Norge. De enkelte kildene har sine fordeler og ulemper, og ved å analysere dem og se dem i sammenheng kan vi skissere et så komplett bilde som mulig av fremtidens kraftforbruk i Nord-Norge.

## Resultater – kraftig vekst i forbruket, men strømmettet er allerede begrensende

Våre estimater indikerer en betydelig økning i kraftforbruket i Nord-Norge mot 2030. I alle scenarioene som er vist i figuren under øker strømforbruket med minst 50 prosent fra dagens forbruk på 17,5 TWh, samtidig som at effektbehovet øker med minst 40 prosent fra dagens 3000 MW. At kraftbehovet kommer til å øke mer enn effektbehovet kan forklares med at landsdelen i større grad tiltrekker seg prosessindustri som har et jevnt kraftforbruk enn eksempelvis husholdninger.

Figur 1: Forbruksprognoser for 2030 i Nord-Norge. Kilde: Menon Economics, regionale nettselskaper og Statnett.





Våre analyser viser samtidig at det er betydelig usikkerhet knyttet til hvor mye av den forespeilede forbruksøkningen som faktisk vil bli realisert. Som vi ser i figuren ovenfor, er det et stort spenn mellom fremtidig forbruk i basis- og høyscenarioene i våre egne estimater og i de eksisterende prognosene til de regionale nettselskapene. I sine KSU-er vurderer de regionale nettselskapene at forbruket kan variere mellom 4300 MW og 7200 MW i 2030. Dette tilsvarer en økning på mellom 40 og 140 prosent fra dagens nivå. Våre analyser basert på Investeringstilleren indikerer at effektbehovet og energibehovet vil ligge på rundt 4350 MW i basisscenarioet og på 6400 MW i høyscenarioet, noe som tilsvarer en økning på mellom 45 og 115 prosent fra dagens nivå. Målt i faktisk strømforbruk tilsvarer dette 27,5 TWh og 39 TWh.

I vårt høyscenario, som utover basisscenarioet også inkluderer forbruksestimater for prosjekter som fortsatt er i planleggingsfasen, legger vi til grunn at nettkapasiteten og/eller kraftproduksjonen øker tilstrekkelig til å håndtere forbruksveksten mot 2030. Statnett estimerer at tillatt effekt i nettet i 2030 vil være rundt 5700 MW, der planlagte investeringer i nettet er inkludert. Dette består av 5200 MW i kapasitet som allerede er tildelt eller reservert, samt 500 MW som fortsatt er tilgjengelig sør for Mo i Rana. Dette innebærer at det til tross for dagens nettbegrensinger fortsatt er mulig med opptil 90 prosent økning i forbruket utover dagens effektutnyttelse på 3000 MW.

Det er verdt å merke seg at basisscenarioene til både Menon og KSU-ene ligger under kapasiteten som er reservert hos Statnett. Dette reflekterer at det fortsatt er usikkerhet knyttet til om prosjektene som har reservert kapasitet vil bli gjennomført. I slike tilfeller er det det neste prosjektet i køen som får kapasiteten, men dette vil likevel kunne føre til forsinkelser, ettersom mange prosjekter som får kapasitet på et senere tidspunkt ikke vil være ferdigstilt innen 2030.

I tillegg viser Figur 1 over at forbruket i begge høyscenarioene er betydelig lavere enn kapasiteten som er forespurrt hos Statnett. Dette tyder på at tilknytningssøknader ofte er det første trinnet i prosjektutviklingen, og at mange av de forespurte prosjektene er så usikre at de ikke tas med i investeringstilleren eller inkluderes i øvrige kraftsystemutredninger. Forespørslene peker imidlertid på et betydelig potensial for ytterligere økning etter 2030, gitt at man øker kapasiteten i nettet. Selv med de betydelige investeringsplanene som foreligger vil det ikke være mulig å imøtekomme alle forespørslene Statnett har mottatt. Tilknytningssøknadene tilsvarer en total kapasitet som vel overstiger tilgjengelig nettkapasitet selv med tiltakene som per i dag ligger inne. Samlet effektbehov for alle prosjektene som har søkt tilknytning er på nesten 7000 MW. Dette ville kreve mer enn en tredobling av kapasiteten som er nødvendig for dagens kraftbehov. Per i dag planlegges det for en økning på om lag 200 prosent frem mot 2030.

## Hvilke næringer kommer til å ha størst kraftforbruk?

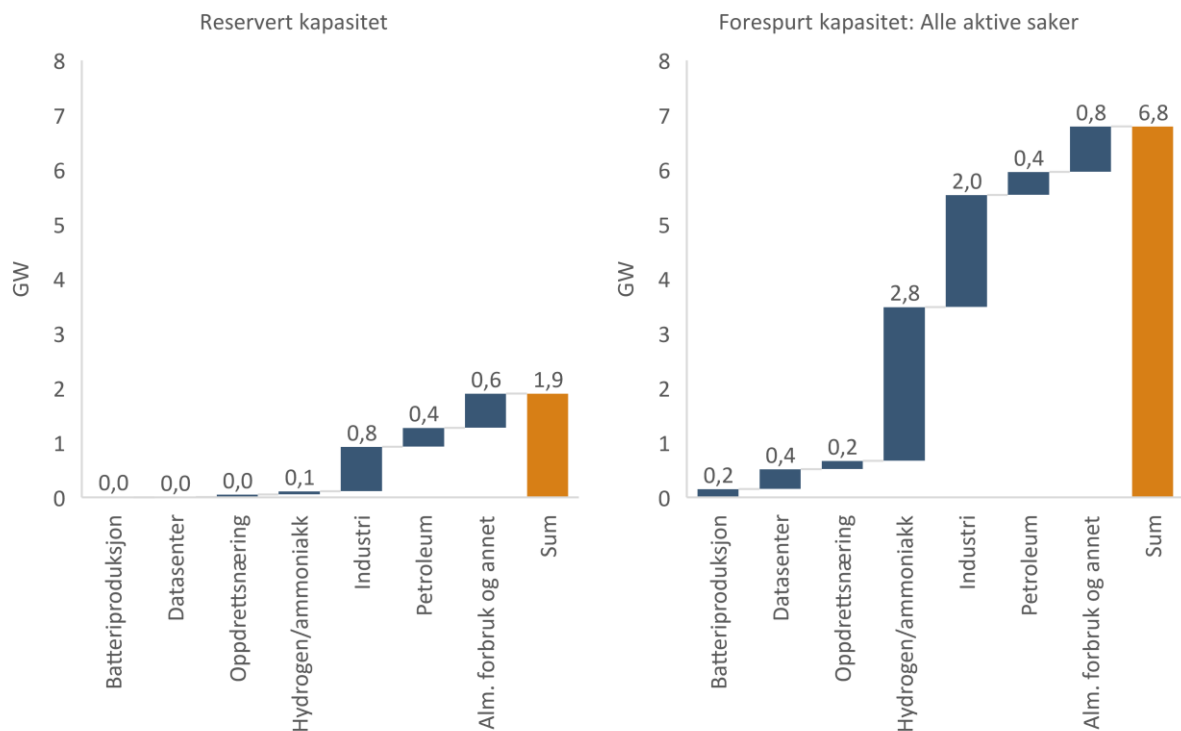
For å identifisere de største strømforbrukerne i fremtiden har vi gjennomgått Statnetts data for reservert kapasitet. Dataene er fordelt på ulike næringer og oppsummert i figuren under. Dataen viser at det er industriaktører som har reservert mesteparten av kapasiteten, på om lag 800 MW. I tillegg har det blitt reservert 350 MW til elektrifisering av Melkøya, 58 MW til hydrogen- og ammoniakkproduksjon og 47 MW til oppdrettsnæringen.

Det forventes også en betydelig økning i strømforbruk fra husholdninger og små bedrifter med effektbehov under 1 MW, og det er reservert mer enn 600 MW til dette formålet. Økningen i strømforbruket til husholdninger og små bedrifter skyldes først og fremst elektrifisering av transportsektoren. I tillegg er det sannsynlig at en del småskalanæringer vil utvikle seg som en konsekvens av ringvirkningene fra storskalainvesteringer. Det er de

regionale selskapene som har reservert kapasiteten til denne type formål, fordi den kan tildeles uten å informere Statnett.

Prosjektene som har fått reservert kapasitet er de mest modne med tanke på gjennomføring, men det er fortsatt usikkert hvorvidt disse prosjektene faktisk vil bli realisert. Dersom det er sannsynlig at driftsettelsen blir vesentlig forsinket sammenliknet med fremdriftsplanen, kan Statnett avslå søknaden om forlengelse av reservasjonen. Statnett har rett til å kansellere hele eller deler av reservasjonen ved vesentlige avvik fra fremdriftsplanen. I slike tilfeller vil kapasiteten bli tilbudt til et annet prosjekt i køen.

Figur 2: Reservert og forespurt kapasitet fordelt på næring. Kilde: Statnett



Blant alle prosjektene som har søkt om tilknytning (**høyre side i figuren**) ligger industrien høyt oppe på listen med over 2000 MW, eller 30 prosent, av det som er forespurt. Her er det hydrogenindustrien som står for de største volumene. Statnett har mottatt forespørsel fra denne næringen på nesten 3000 MW. Imidlertid er ikke hydrogennæringen kommersielt moden per dags dato, og fremtidig inntjening er svært sensitiv for strømpriser ettersom strømprisen utgjør over 80 prosent av livløpsproduksjonskostnadene til grønt hydrogen og ammoniakk. Prissensitiviteten knyttet til hydrogenproduksjon innebærer derfor at hvis strømprisene i regionen øker, vil investorattraktiviteten svekkes betydelig. I tillegg kan graden av offentlig støtte til hydrogenproduksjon i andre land sammenliknet med Norge påvirke beslutningen til aktørene om å etablere seg i regionen, om man ikke skal forsyne lokale kunder.

### Hvilken region forventer den største forbruksveksten?

For å analysere den geografiske fordelingen av økningen i forbruk bruker vi data fra de regionale nettselskapene. Selv om nettselskapene kan bruke andre kriterier enn Statnett for å bestemme sannsynligheten for at prosjekter

blir gjennomført, anser vi dette som den beste tilgjengelige kilden som inneholder den geografiske oppløsningen på det nivået vi ønsker å se på.

### **Hvordan definerer vi regioner i denne analysen**

Analysen i denne delen baserer seg på kraftsystemutredninger – rapporter fra regionale nettselskap som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet. Norge er delt inn i 17 kraftsystemutredningsområder for ulike deler av regionalnettet, hvorav fem er lokalisert i Nord-Norge. Disse fordelingene er bestemt av den eksisterende nettstrukturen og konsesjonsområdene, og samsvarer derfor ikke alltid med typiske geografiske grenser. Nedenfor presenterer vi en detaljert liste over kommuner per område.

**Helgeland** inkluderer Rana, Hemnes, Vefsn, Nesna, Herøy, Dønna, Vevelstad, Hattfjelldal, Leirfjord, Alstadhaug, Vega, Brønnøy, Sømna, og Grane kommuner samt en del av Bindal kommune i Nordland fylke.

**Midtre Nordland** omfatter Salten og Nord-Salten eller Beiarn, Bodø, Fauske, Gildeskål, Hamarøy, Lurøy, Meløy, Rødøy, Saltdal, Skjerstad, Steigen, Sørfold, Træna og Tysfjord kommuner i Nordland fylke

**Nordre Nordland og Sør-Troms** omfatter Andøy, Ballangen, Bø, Evenes, Flakstad, Hadsel, Lødingen, Moskenes, Narvik, Røst, Sortland, Tjeldsund, Vestvågøy, Værøy, Vågan og Øksnes kommuner i Nordland fylke samt Harstad, Kvæfjord, Bjarkøy, Gratangen, Skånland og Ibestad kommuner i Troms fylke.

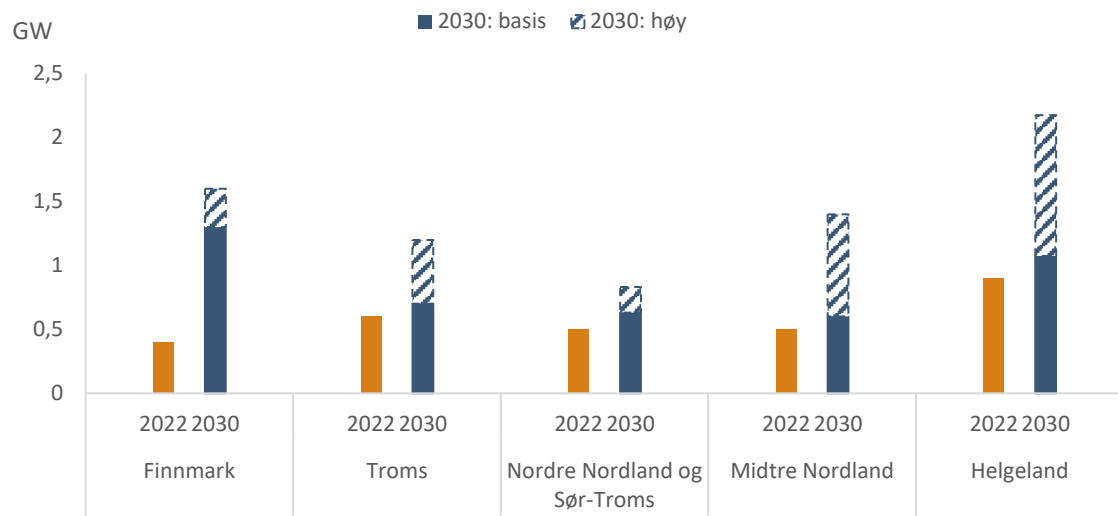
**Troms** omfatter Balsfjord, Bardu, Dyrøy, Karlsøy, Kautokeino, Kåfjord, Lavangen, Lyngen, Målselv, Nordreisa, Salangen, Senja, Skjervøy, Storfjord, Sørreisa og Tromsø

**Finnmark** omfatter Alta, Sør-Varanger, Båtsfjord, Nesseby, Tana, Berlevåg, Gamvik, Lebesby, Karasjok, Porsanger, Nordkapp, Måsøy, Hasvik, Loppa, Kvænangen.

I dag er det Helgeland som er den største forbrukeren av energi i Nord-Norge, som illustrert i figuren under. Denne delregionen har et samlet effektbehov på over 900 MW og bruker omtrent 6,4 TWh. Det er mer enn en tredjedel av kraftbruken i Nord-Norge og omtrent dobbelt så mye som noen annen delregion i landsdelen.

Mot 2030 ser vi imidlertid at det regionale etterspørselstrykket flytter seg nordover til Finnmark. Det er der de største kraftintensive prosjektene i Nord-Norge som er foreslått kommer til å etablere seg, som for eksempel elektrifisering av LNG-anlegget på Melkøya, i tillegg til andre store kraftintensive prosjekter som grønn og blå ammoniakkproduksjon i Berlevåg og Hammerfest. Dermed kan fremtidig kraftbehov i Finnmark til og med forbigå Helgeland innen 2030. Helgeland har imidlertid et potensial til å øke etterspørselen ytterligere, ettersom det er den eneste regionen med ledig overføringskapasitet. Blant de mulige prosjektene som er aktuelle i Helgeland finner vi storskala grønn hydrogenproduksjon i kommunene Hemnes og Vefsn. Blir disse prosjektene realisert vil Helgeland opprettholde sin posisjon som den største kraftbrukeren i Nord-Norge i dag.

Figur 3: Effektbehov i 2022 og i 2030 i basis- og høyscenarioet. Kilde: Menon Economics og regionale nettselskaper



## Begrenset potensial for ny kraftproduksjon frem mot 2030

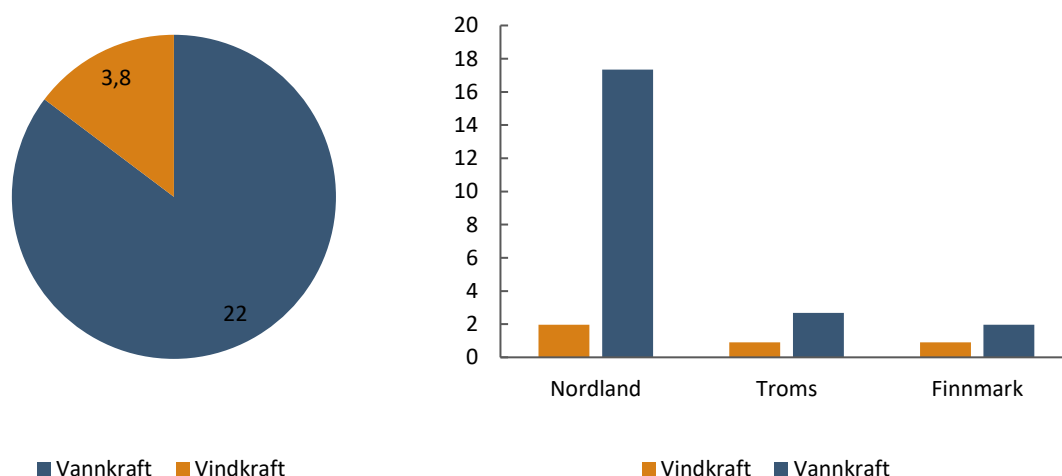
Vår analyse viser at det er store begrensninger knyttet til å øke kraftproduksjonen i Nord-Norge frem mot 2030. Sammenlignet med forbruksveksten forventer vi en betydelig lavere vekst. I basis-scenarioet estimerer vi at det er et potensial for å øke produksjonen med fem prosent, altså fra 25,8 til 27,1 TWh, i landsdelen i 2030, og i høyscenarioet estimerer vi et potensial for å realisere 30 TWh. Vårt basisestimat tar utgangspunkt i prosjekter som allerede har fått konsesjon fra NVE, mens høyscenarioet også inkluderer prosjekter som var under behandling hos NVE per august 2023 og som vi vurderer at det er en mulighet for at kan bli bygget ut, basert på prosjektets modenhet, graden av mulig konflikt mellom ulike interessegrupper og berørte parter, samt nettkapasiteten i området. I tillegg er analysene basert på en bred gjennomgang av tredjepartsanalyser, samt intervjuer med utbyggere, nettselskap og lokale interessenter som berøres av planene som foreligger.

I denne artikkelen viser vi først hvordan kraftproduksjonen ser ut i Nord-Norge i dag, med tanke på geografisk lokasjon og energiteknologi. Videre går vi gjennom potensialet for kraftproduksjon frem mot 2030. Her viser vi hvilken metode vi har brukt, litterær bakgrunn, scenarioene (basis og høy) og resultater. I tillegg sammenligner vi våre resultater med andre, sammenlignbare analyser. Avslutningsvis ser vi nærmere på usikkerheten i scenarioene, særlig for høyscenarioet.

### Dagens kraftproduksjon i Nord-Norge

Per august 2023 var gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon, hovedsakelig fra vann- og vindkraft, på omtrent 26 TWh i Nord-Norge. Dette tilsvarer omtrent 17 prosent av Norges totale kraftproduksjon. Nordland er det fylket i Norge som har høyest produksjonsintensitet per innbygger, både fordi det er mye kraftproduksjon i fylket og fordi det er en relativt liten befolkning sammenlignet med andre kraftproduserende fylker. 85 prosent av årlig produksjon i Nord-Norge dekkes av vannkraft, mens 15 prosent kommer fra vindkraft. Det er lite utbygget termisk kraft i Nord-Norge, så vi har ikke inkludert dette. Det er Nordland som produserer mesteparten av kraften, og står for omtrent 77 prosent av all produksjon i landsdelen. Til sammenlikning er kraftproduksjon relativt beskjeden i Troms og Finnmark i dag. Se figurene nedenfor for detaljer.

Figur 4: Til venstre: Kraftproduksjon fordelt på kilder (TWh). Til høyre: Kraftproduksjon fordelt på kilder og fylke (TWh)



I Nord-Norge har det blitt bygget ut flere vindkraftverk og vannkraftverk siden 2019, hvilket har ført til at gjennomsnittlig årsproduksjon har økt med tolv prosent mellom 2019 og 2023 for hele landsdelen. Veksten har vært høyest i Troms og Finnmark, på omtrent 19 prosent i denne perioden, og produksjonen kommer fra vindkraftverkene Kvitfjell (541 GWh), Raudfjell (227 GWh), Raggovidda 2 (216 GWh) og Dønnesfjord (56 GWh). I tillegg er det flere mindre vannkraftverk som er blitt bygget ut i denne perioden.

Det største enkeltstående anlegget som har blitt bygget ut i denne perioden er imidlertid Øyfjellet vindkraftverk i Nordland. Anlegget har en gjennomsnittlig årsproduksjon på 1,3 TWh. Aluminiumsprodusenten Alcoa har kjøpt opp all kraft som blir produsert i 15 år fra anlegget, ettersom aluminiumsproduksjon krever svært mye kraft.

Som følge av mye produksjon og relativt lite forbruk har Nord-Norge hatt positiv kraftbalanse de siste ti årene, noe som blant annet har påvirket kraftprisene betydelig i perioder med mye tilsig til vannkraftverkene.

### **Kraftproduksjon frem mot 2030 – landbasert vind øker, men i et begrenset omfang**

I analysen benyttet vi data fra konsesjonssaker i Nordland og Troms og Finnmark frem til august 2023 for å utarbeide to scenarier: et basisscenario basert på eksisterende konsesjoner og et høyscenario basert på prosjekter under behandling hos NVE.

Det er flere faktorer som påvirker hvor mye kraftproduksjon som kan realiseres frem mot 2030. Den første faktoren er tilgangen på kraftressurser, der Nord-Norge, og særlig Finnmark, har svært store arealer og blant Europas beste vindressurser. Når det gjelder vannkraft er mesteparten av vannkraftressursene allerede utnyttet, som betyr at vekstpotensialet i årene fremover er begrenset. Den andre faktoren som påvirker hvor mye kraftproduksjon som kan realiseres i fremtiden er kapasiteten i nettet og overføringskapasiteten, hvilket er begrenset i regionen, særlig i Finnmark. Statnett har utviklet flere planer for å styrke kapasiteten i nettet i Nord-Norge, men ledetid for store investeringer i sentralnettet er på mellom syv og tolv år. De pågående og annonserte investeringsplanene vil ikke føre til et tilstrekkelig sterkt nett til at alle vindprosjekter i landsdelen som har søkt konsesjon kan realiseres. Den tredje viktige faktoren er at store deler av arealet i landsdelen som egner seg for vindkraftutbygging, også er beiteområder for rein og huser samiske kulturminner. Det samiske folkets rett til kulturutøvelse og samfunnsliv er beskyttet i grunnloven og i FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter. I tillegg er samiske kulturminner fra 1917 eller eldre automatisk fredet etter kulturminneloven, der NVE har en veileder som kraftutbyggerne kan bruke for å lokalisere disse kulturminnene.

Likevel ser vi at det historisk har vært store uenigheter og interessekonflikter mellom utbygger, reieiere og samiske interesser i flere saker, for eksempel for Fakken vindkraftverk i Karlsøy kommune som ble idriftsatt i 2012. NVEs vedtak om å gi Fakken konsesjon ble påklaget til OED av ti aktører, deriblant Vannøy Reinbeitedistrikt, Reindrifftsforvaltningen i Troms og Norges Miljøvernforbund. Det er også flere eksempler på konsesjonssøknader som har blitt avslått, som følge av hensyn til reindrift, naturmangfold og samiske kulturminner. Dette gjelder for eksempel for Kvalsund vindkraftverk, Fálesrásšša vindkraftverk, Murneset vindkraftverk, Magerøya vindkraftverk, Rieppi vindkraftverk og Hammerfest vindkraftverk. Konfliktnivået ble særlig synlig i Fosen-saken, der Høyesterett konkluderte med at vedtaket som lå til grunn for utbyggingen av vindkraftverket på Fosen var ugyldig fordi det strider med FNs konvensjon om politiske og sivile rettigheter. Samtidig har det ikke skjedd noen praktiske endringer per august 2023, etter at vedtaket ble kjent ugyldig høsten 2021. Regjeringen har per august 2023 ikke fremlagt forslag til ny praksis eller fremmet lovendringer for Stortinget. Dermed er det fremdeles uavklart hva konsekvensene av Fosen-dommen vil bli og hvilke videre føringer dommen vil ha.

For å ta høyde for den underliggende usikkerheten knyttet til fremtidig produksjon har vi utarbeidet to scenarier, et basisscenario og et høyscenario. Førstnevnte er et relativt konservativt scenario der vi kun legger

til grunn prosjekter som har *fått* konsesjon for utbygging. Ettersom det er begrenset med tid å realisere prosjekter på frem mot 2030, vil utviklingen skissert i basisscenarioet representere den mest sannsynlige utviklingen for denne perioden. Høyscenarioet reflekterer et makspotensial for fremtidig produksjon i landsdelen, gitt barrierer knyttet til infrastruktur, miljø og lokale forhold. I likhet med basisscenarioet har vi i høyscenarioet tatt utgangspunkt i eksisterende konsesjonsprosesser, herunder prosjekter som fortsatt er under behandling.

## Scenarier for kraftproduksjon i 2030 – begrenset mulighetsrom sammenlignet med forbruk

### Basisscenario

Som tidligere nevnt er vårt basisscenario basert på prosjekter som har fått konsesjon av NVE. Vi anslår at det er stor sannsynlighet for at det vil være en økning på 1,3 TWh i årlig produksjonskapasitet innen 2030 i Nord-Norge, hvilket tilsvarer en økning på omtrent fem prosent. 62 prosent av dette er i Troms og Finnmark, og 38 prosent er i Nordland. Dette utgjør basisscenarioet vårt i figuren nedenfor.

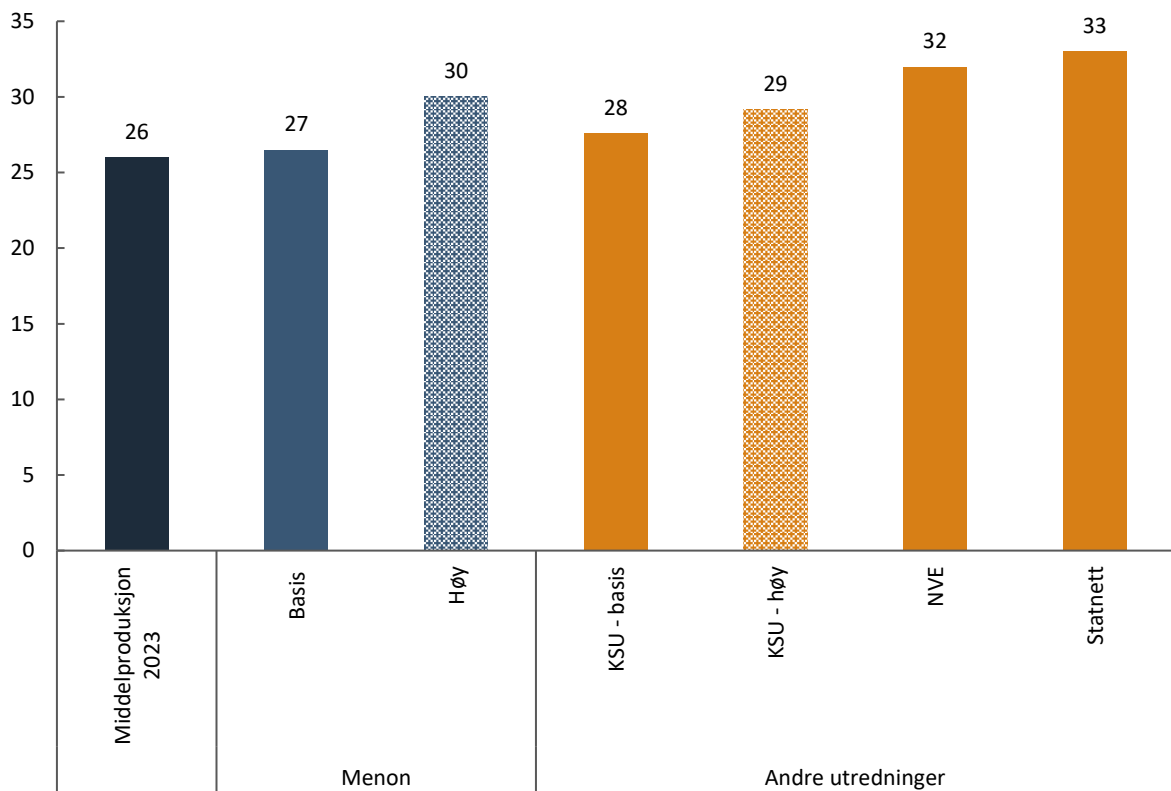
I Troms og Finnmark tilsvarer produksjon med gjeldende konsesjon i underkant av 0,8 TWh, hvorav 75 prosent kommer fra vindkraft og resten fra vannkraft. Både Raggovidda vindkraftverk og Hamnefjell vindkraftverk har gjeldende konsesjon og har bygget ut *deler* av innvilget produksjon, men ingen av anleggene har utnyttet *all* konsesjonsgitte produksjon ennå. Begge vindkraftverk har fått utsatt idriftsettelse av den resterende konsesjonsgitte produksjonen til utgangen av 2026. Bakgrunnen for utsettelsen er at det per dags dato ikke er ledig kapasitet i sentralnettet til å ta imot denne økningen i produksjon. 0,2 TWh kommer i form av økt produksjon fra 23 småkraftverk (vannkraft) som har gjeldende konsesjon, men som ikke er bygget ut ennå.

I Nordland har vi lagt til grunn en økning på 0,5 TWh fra anlegg som har *fått konsesjon* til å bygge ut, men som enten ikke er ferdig med byggingen eller som har søkt om forlenget frist for oppstart av bygging. I tillegg er det noe mer produksjon i fylket som har gjeldende konsesjon, men der det ennå ikke er fattet et vedtak om utsatt frist for bygging. Dette gjelder blant annet Krutåga kraftverk, som har søkt om utsatt byggefrist, men ikke fått dette innvilget ennå. Grunnet denne usikkerheten har vi ikke tatt med dette anlegget i basisscenarioet, men heller i høyscenarioet.

For at basisscenarioet skal realiseres, må Statnett sine planer for å bygge ut nettkapasiteten realiseres. Årsaken til at både Raggovidda og Hamnefjell ikke har fått bygget ut sin konsesjonsgitte produksjonsevne, er som nevnt manglende kapasitet i nettet. Selv om begge anleggene har fått konsesjon, betyr det imidlertid ikke at anleggene *ikke* har fått motstand fra lokalmiljø eller andre hold. Senere i artikkelen presenterer vi en mer detaljert oversikt over usikkerheten i basisscenarioet.



Figur 5: Scenarier for kraftproduksjon (vann- og vindkraft), TWh, 2030



### Høyscenario

Som tidligere nevnt er høyscenarioet basert på prosjekter som er under behandling hos NVE i dag. Vi anslår at det er et *potensial* for en ytterligere økning på over tre TWh i årlig produksjonsevne innen 2030 i landsdelen, i tillegg til basisscenarioet. Totalt gir dette en økning på 4,3 TWh. Omtrent 99 prosent av forskjellen mellom de to scenarioene ligger i produksjonsøkningen i Troms og Finnmark.

Den potensielle produksjonsøkningen i Troms og Finnmark kan knyttes til to vindkraftverk. Dette er Laksefjorden i Lebesby (1,6 TWh) og Digermulen i Gamvik (1,6 TWh) fra 2030. Det ligger også enda flere prosjekter til behandling hos NVE utover disse to, der den totale produksjonen som ligger til behandling utgjør 15,5 TWh. Produksjonen under behandling er fordelt på elleve vindkraftverk i Finnmark og ett i Troms. Hvis all produksjon som er under behandling hos NVE hadde blitt realisert, ville kraftproduksjonen i Finnmark økt med 250 prosent sammenlignet med dagens produksjon. Det er imidlertid ikke plass til all denne produksjonen gitt nettplanene til Statnett, og derfor har vi kun inkludert Laksefjorden og Digermulen i høyscenarioet.

I Nordland fylke er det kun 32 GWh i omsøkt produksjon som ligger til behandling hos NVE. Disse prosjektene er kun vannkraftverk, og derfor finnes det ingen konsesjonssaker under behandling knyttet til vindkraft, fjernvarme eller andre energikilder i Nordland.

I likhet med basisscenarioet må planene om utvidelse og styrking av nettet realiseres for at høyscenarioet skal realiseres. Det er imidlertid større grad av usikkerhet i høyscenarioet sammenlignet med basisscenarioet, ettersom prosjektene som legges til grunn i høyscenarioet er under behandling. Usikkerheten knyttet til fremtidig nettkapasitet kommer på toppen av mulige konflikter mellom utbygger og berørte parter. Det er derfor svært

usikkert hvilke av de konsesjonssøkte anleggene som vil få godkjenning av NVE. Som for basisscenarioet diskuterer vi dette nærmere senere i artikkelen.

### Sammenligning med andre utredninger

Figuren over inkluderer også et samlet estimat fra kraftsystemutredningene (KSU) fra 2021-2022, NVE og Statnett. Basisscenarioet fra kraftsystemutredningene utgjør omtrent 28 TWh og høyscenarioet utgjør 29 TWh i 2030. NVE og Statnett sine estimater er noe høyere, på henholdsvis 32 og 33 TWh. Estimater fra Statnett er imidlertid fra 2020, og kan derfor være noe utdatert, fordi det har vært utsettelse i flere prosjekter.

Det samlede estimatet fra kraftsystemutredningene er regnet ut ved å sammenstille de mest sannsynlige estimatene fra områdene i Nord-Norge, dvs. fra Helgeland, Midtre Nordland (Salten og Nord-Salten), nordre Nordland og Sør-Troms, Troms og Finnmark. Kraftsystemutredningene tar utgangspunkt i produksjon som knyttes til regionalnettet, så vi har derfor inkludert anlegg som mater inn i transmisjonsnettet der det er relevant (eksempelvis Svartisen i Midtre Nordland). I tillegg har vi inkludert anleggene i Bindal kommune som er i Nordland fylke, men er underlagt kraftsystemutredningsområdet til Nord-Trøndelag. I kraftsystemutredningene er det laget to scenarier, der basis er det mest sannsynlige, samt et scenario med høyere anslag enn basis. Ettersom majoriteten av konsesjonssaker er i Finnmark, er det dette området som påvirker hoppet fra basis til høy mest i KSU-estimatene. I basisscenarioet til KSU-ene legges det til grunn realisering av gjenværende konsesjonsgitt produksjon fra Raggovidda og Hamnefjell innen 2028, og i høyscenarioet er Digermulen og Laksefjorden inkludert med en produksjon på omtrent 0,34 TWh per anlegg.

Estimatet fra NVE er hentet fra basisscenarioet for produksjon i 2030 fra «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040». Begge analysene legger til grunn en høyere produksjonsvekst enn det vi mener er grunnlag for. Dette kan skyldes at flere av anleggene som var under utvikling i 2020 nå har fått utsatt frist for byggestart eller er satt på pause grunnet begrenset kapasitet i nettet. I senere rapporter legger eksempelvis Statnett til grunn en relativt beskjeden vekst i både landbasert vindkraft og vannkraft frem mot 2030, *på nasjonalt nivå*. Det er ikke nyere estimater for Nord-Norge, etter 2020-2021. I «Langsiktig Markedsanalyse 2022» antar Statnett at det kun kommer to TWh ny produksjon fra landbasert vindkraft i Norge frem mot 2030, og i «Kortsiktig markedsanalyse 2023» er det ikke lagt til grunn noe vindkraft i estimatene frem mot 2028. Vi vurderer derfor estimatet for Nord-Norge, som er fra 2020, som utdatert, ettersom Statnett har redusert de nasjonale kraftproduksjonsprognosene sine i løpet av de siste tre årene. I våre basisscenarier har vi lagt til grunn at Raggovidda trinn III og Hamnefjellet blir realisert fra omtrent 2028, ettersom begge anlegg har fått innvilget utsatt byggefrist med fem år fra 2023.

### Nærmere om usikkerheten i utbyggingsscenarioene

Det er som tidligere nevnt stor usikkerhet knyttet til *hvor mye* kraftproduksjon som kommer til å bli realisert, og *når* dette blir realisert. Det er flere faktorer som skaper usikkerhet. En av de viktigste usikkerhetsmomentene i begge scenarier er fremtidig nettkapasitet. I Finnmark, som allerede nevnt, er det ikke plass til mer produksjon i sentralnettet, slik at utvidelse og styrking av nettet må komme på plass før mer produksjon kan fraktes i sentralnettet. Det er også en mulighet å koble kraftproduksjon direkte til forbruket, slik at det ikke blir et behov for å bygge ut verken sentralnettet eller regionalnettet for å frakte strømmen. For å koble vindkraftproduksjon direkte til forbruk er det nødvendig at dette forbruket tåler variasjon i strømtilførsel, fordi hvor mye strøm man får fra vindkraft avhenger helt av været.

For at **basisscenarioet** skal realiseres må Statnetts vedtatte nettinvesteringer realiseres. Det er imidlertid planer om å bygge ut nettkapasitet på omtrent 700 MW innen 2030, hvilket muliggjør både basis- og høyscenarioet vi har estimert. Olje- og energidepartementet har også uttalt at de ønsker å fremskynde konsesjonsbehandlingen

av både kraftproduksjon og nettutbygging i Finnmark, for å muliggjøre elektrifiseringen av Melkøya innen 2030. Olje- og energiminister Aasland har uttalt at om lag 670 MW av konsesjonssøkt vindkraftproduksjon kan realiseres innen 2030, så fremt tilstrekkelig nett blir bygget. Dette tilsvarer en årlig produksjon på i underkant av 6 TWh, og er dermed det dobbelte av vårt høyscenario. Det må likevel nevnes at selv om nettkapasiteten øker, kan det oppstå forsinkelser i utbyggingen og det er fremdeles stor usikkerhet knyttet til hvilke anlegg som får endelig godkjenning av NVE. I tillegg er ønskene til Regjeringen betinget på at konsesjonsprosessen til disse anleggene fremskyndes, hvilket også er svært usikkert.

Usikkerheten i **høyscenarioet** er knyttet til både nettkapasitet, berørte parter og lokale forhold. I tillegg er det en usikkerhet ved hvilke prosjekter som blir godkjent av NVE. Hensynet til reindriftsområder og samiske kulturminner er viktige faktorer som påvirker kraftproduksjon. Prosjekter for nett og kraft skal ikke gå på bekostning av det samiske folk sin rett til kulturutøvelse og samfunnsliv, som er beskyttet i grunnloven og etter FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter. Regjeringen har uttalt at nettutbygging og ny kraftproduksjon skal være i tråd med det samiske folk sin rett til kulturutøvelse og reindriftens interesser, samt legge til rette for å sikre reindriftens driftsgrunnlag. Samtidig har både Sametinget og reineiere vært kritiske til disse lovnadene om bedret prosess, og at utredningene ikke er godt nok fulgt opp eller gjennomført. For eksempel har både Laksefjorden og Digermulen vindkraftverk, som vi har inkludert i høyscenarioet vårt, mottatt kritikk for å ikke å ha tatt tilstrekkelig hensyn i sine utredninger. Davvi vindkraftverk, som vi har lagt til grunn i høyscenarioet for produksjon *etter* 2030, har også fått kritikk for å være plassert for nære samiske kulturminner. I kulturminneloven heter det at «ingen må sette i gang tiltak som er egnet til å skade, ødelegge (...) eller på annen måte utilbørlig skjemme automatisk fredet kulturminne eller fremkalle fare for at dette kan skje». Det er i forbindelse med det sistnevnte vilkåret at Sametinget har rettet innsigelser mot Davvi, og dette er et vilkår det er svært vanskelig å måle eller kvantifisere. Til tross for at også NVE har retningslinjer for hvordan kraftutbygging skal ta hensyn til samiske kulturminner, er det likevel stor uenighet mellom partene når det kommer til tolkning og gjennomføring av disse retningslinjene.

Når det kommer til usikkerheten knyttet til hvilke anlegg som kommer til å få godkjenning av NVE, har vi tatt en helhetsvurdering av modenhet av planer, motstand fra berørte parter, nettkapasitet og konsesjonsprosessetid. For modenhet av planer har vi valgt å ikke inkludere anlegg som har kommet relativt kort i konsesjonsprosessen. Vi har ikke inkludert de prosjektene som arbeider med utredningsprogram per august 2023. Utredningsprogrammet er det første stadiet i konsesjonsprosessen til et vindkraftverk, med eksempler som Kroken vindkraftverk i Tromsø, Bjørnevatn i Sør-Varanger, Nordkyn vindkraftverk i Lebesby/Gamvik og Skjøtningsberg vindkraftverk. Disse har vi derfor ekskludert fra begge scenarioene. Vi antar også at det er lavere sannsynlighet for at prosjekter som er på meldingsstadiet ikke blir realisert *før* 2030. Dette inkluderer Skallhansen vindkraftverk i Vadsø, Sandfjellet vindkraftverk i Lebesby/Gamvik, Vilgesrassa vindpark på Måsøy og Borealis vindkraftverk i Lebesby. Vi har imidlertid inkludert både Laksefjorden vindkraftverk i Lebesby og Digermulen vindkraftverk i Gamvik i høyscenarioet, til tross for at begge prosjektene kun er på meldingsstadiet per august 2023. Årsaken er at disse prosjektene har kommet noe lenger på meldingsstadiet enn andre anlegg. Det er også to anlegg som er på søknadsstadiet, og dette er Davvi vindkraftverk i Lebesby og Snefjord vindkraftverk på Måsøy. Til tross for at disse to anleggene har kommet lenger i prosessen enn meldingsstadiet, har de ikke blitt inkludert i høyscenarioet frem til 2030, men heller i høyscenarioet **etter** 2030. Årsaken til dette er at det har vært mye motstand mot begge vindkraftverk, særlig fra Sametinget og reindriftsnæringen. Dette gjør at konsesjonsprosessen kan ta lenger tid, og at det svært usikkert hvorvidt prosjektene blir godkjent og om de i så fall blir ferdig bygget ut innen 2030. Potensialet for økt produksjonen etter 2030 redegjør vi for her.

En viktig konsekvens av faktorene nevnt ovenfor er at konsesjonsbehandlingstiden for større anlegg kan bli svært lang. For eksempel ble Davvi vindkraftverk meldt inn i 2017, med utredningsprogram i 2018 og innsending av

konsesjonssøknad i 2022, og ligger til behandling i dag. Et større anlegg må ofte på høring og for vindkraft må alle anlegg større enn 10 MW installert effekt sende melding og ha en konsekvensutredning, før det eventuelt sendes inn en søknad om konsesjon og et vedtak kan fattes. Dette gjelder også for vannkraftverk med produksjon over 40 GWh. Søknaden skal inneholde fordeler, samt skader og ulemper ved tiltaket. Dersom NVE ikke gir konsesjon, kan utbyggere klage inn vedtaket til OED for å få en ny vurdering. I flere prosjekter har det tatt over ti år fra det har blitt sendt melding til prosjektet er ferdig utbygget, for eksempel Øyfjellet i Nordland. I tillegg har det ved flere tilfeller skjedd at prosjekter har fått konsesjon av NVE, men så har vedtaket blitt påklaget til OED fra en annen part. Dette er også mer sannsynlig for de større vindkraftprosjektene som har fått mye motstand.

## Strømnettet – en nøkkel for vekst i Nord

Strømnettets kapasitet spiller en nøkkelrolle i å realisere Nord-Norges potensial for industriell vekst. Nord-Norges strømnett står overfor betydelige endringer som vil forme landsdelen energilandskap. Med stadig voksende kraftforbruk fram mot 2030 og planlagt vindkraft i Øst-Finnmark – et område med veldig svak nett – oppstår utfordringer knyttet til transport av strøm. For å imøtekomme disse endringene planlegges investeringer på 16,8 milliarder kroner mellom 2024 og 2030, med hovedvekt på transmisjonsnettet. Disse investeringene muliggjør økt kapasitet for nytt forbruk og kraftproduksjon, samt import og eksport av kraft fra og til Sør-Norge, Sverige og Finland. De er imidlertid ikke tilstrekkelige til å imøtekomme alle forespørsler om ny kapasitet i landsdelen. For å legge til rette for langsiktig vekst er det derfor essensielt med en systematisk og målrettet utvikling av kraftsystemet som understøtter næringsutvikling og klimaomstilling.

Det forventes at kraftsystemet i Nord-Norge vil endre seg betydelig i løpet av de neste årene. Både produksjon og forbruk av kraft kommer til å øke frem mot 2030. For å legge til rette for økt kraftforbruk og produksjon må infrastruktur for å transportere strøm fra der kraften produseres til der kraften forbrukes styrkes. I denne delen ser vi på investeringer i fremtidig overføringskapasitet i transmisjons- og regionalnettet og deres betydning for ny kraftproduksjon og forbruk i Nord-Norge.

### Dagens situasjon – barrieren ligger hovedsakelig i transmisjonsnettet.

Transmisjons- og distribusjonsnettet (regionalnettet) utgjør ryggraden i det norske fornybare kraftsystemet, og spiller en essensiell rolle i å koble kraftprodusenter til strømbbrukere. I dag har Nord-Norge en høyspentledning (transmisjonsnettet) på 420 kV mellom Trøndelag til Skaidi i Finnmark med to koblinger til Sverige. På deler av strekningen finnes det også parallelle kraftledninger, men med lavere spenning og dermed lavere overføringskapasitet. Unntaket er strekningen mellom Ofoten og Balsfjord, der det går en dobbel 420 kV linje som er koblet til både Sør-Norge og Sverige. Nettet som går fra Skaidi videre til Øst-Finnmark og som kobles videre til nettet i Finland, samt nettet til Lofoten, har et betydelig lavere spenningsnivå. Disse kraftledningene er en del av transmisjonsnettet og drives av Statnett. I tillegg finnes det også et tettere nettverk av regionale og lokale distribusjonsnett som forbinder individuelle brukere med transmisjonsnettet, og det finnes flere titalls regionale distribusjonsselskaper i landsdelen.

Transmisjonsnettet er viktig for å frakte strøm til og fra Nord-Norge. Nordland har per i dag et kraftoverskudd, og transmisjonsnettet er avgjørende for å eksportere overskuddskraft ut av Nord-Norge til Sør-Norge og Sverige. På vinteren eksporterer også Nordland kraft til Troms og Finnmark, ettersom dette området har begrenset magasinkapasitet for vannkraft og er avhengig av import på vinteren.

Landsdelens overføringskapasitet kombinerer kraftledninger med lav og høy spenning, noe som betyr at det kan oppstå flaskehals i områder der ledninger med høyere spenning kobles til ledninger med lavere spenning. Denne situasjonen kan ses på samme måte som en motorvei der antallet kjørefelt reduseres. Slike situasjoner oppstår i Ofoten, Lofoten (Vestsnittet) og i Øst-Finnmark.

Frem til i dag har overføringskapasiteten i Nord-Norge vært tilstrekkelig stor, gitt forbruksnivået. Det er imidlertid en forventet økning i kraftforbruket, som innebærer at det potensielt ikke vil være nok nettkapasitet i landsdelen. I dag tillater overføringskapasiteten fra Nordland til Troms gjennom Ofoten, også kalt Ofotensnittet, 1000 MW i nytt forbruk nordover. Ved Finnmark reduseres denne kapasiteten til 800 MW, og videre inn i Øst-Finnmark til kun 140 MW (men garanterer kun 20 MW strømforsyning, i tråd med N-1-regelen, som er forsynings sikkerhetsregelen). Til sammenligning vil den planlagte elektrifiseringen av anlegget for flytende

naturgass (LNG) på Melkøya kreve rundt 400 MW, eller 50 prosent av kapasiteten som er tilgjengelig for nytt forbruk i området. Hele den ledige kapasiteten i området nord for Ofotensnittet er allerede reservert. Det er med andre ord ikke kapasitet til nytt kraftintensivt forbruk i Troms og Finnmark utover det som allerede har fått tildelt kapasitet.

I Nordland, sør for Ofotensnittet, finnes det nettkapasitet tilsvarende 1150 MW nytt forbruk som kan kobles på kort sikt. Men i motsetning til det nordligste fylket, er ikke all tilgjengelig kapasitet i dette området reservert. Imidlertid er den ledige kapasiteten i Nordland kun tilgjengelig i Helgeland-området sør for Mo i Rana, ettersom Statnett allerede har identifisert om lag 500 MW nytt forbruk.

Våre intervjuer med nettselskaper i Nord-Norge tyder på at det er transmisjonsnettet som er årsaken til at det oppstår flaskehals. Men det er verdt å påpeke at regionalnettet i området også står overfor en rekke utfordringer. Kapasitetsbegrensninger og flaskehals i overføringen av kraft, særlig mellom ulike regionalnett, skaper driftsutfordringer som krever kontinuerlig oppfølging og håndtering. I tillegg oppstår problemer som flimrer og tekniske begrensninger på grunn av jordingsystemet. Disse utfordringene krever investeringer i oppgraderinger og endringer i nettinfrastrukturen for å sikre en stabil og effektiv drift. Til tross for disse utfordringene mener nettselskapene som er ansvarlige for de regionale utredningene at det generelt sett er tilstrekkelig overføringskapasitet i regionalnettet. I mesteparten av landsdelen er kapasiteten tilstrekkelig til tilkobling av nytt smått og mellomstort kraftverk eller småskala industri.

Vår analyse av utfordringer i transmisjonsnettet og regionalnettet viser tydelig at for å imøtekomme økningen i strømforbruket er det i hovedsak nødvendig å øke transmisjonskapasiteten. I tillegg vil det også være nødvendig å øke produksjonskapasiteten i området hvis alle planlagte forbruksøkninger skal kunne realiseres. Det er imidlertid ikke lett å beregne nøyaktig hvor mye ny transmisjonskapasitet som blir tilgjengelig for nytt forbruk som følge av en eventuell produksjonsøkning. Generelt bidrar regulerbar vannkraft mer enn uregulerbar kraftproduksjon til ny kapasitet, som for eksempel sol- og vindkraft. Samspillet mellom de ulike produksjonsteknologiene bidrar imidlertid til at ny produksjon som er planlagt, vil gi tilgang på ny kraft, særlig om nytt forbruk lokaliseres i nærheten av kraftproduksjonen.

### **Nettutvikling og koordineringsutfordringer**

Nettsituasjonen er i ferd med å bli mer utfordrende når ny kraftproduksjon og forbruk kobles til nettet. Derfor er det viktig at investeringer i nettkapasitet skjer i tråd med behovet fra produsenter og forbrukere.

Det er utfordrende å planlegge nettinfrastruktur på grunn av den betydelige usikkerheten knyttet til utviklingen i området. Planene for nytt forbruk varierer i modenhet, og det er usikkert om alle planene vil bli realisert og i hvilket tempo dette vil skje. Det er også usikkerhet knyttet til eventuell ny kraftproduksjon i området, inkludert mulighetene for havvind. Den store usikkerheten rundt forbruksplaner og ny produksjon gjør det derfor utfordrende å planlegge nettinfrastrukturen på en måte som effektivt kan møte fremtidige behov i området. Det krever en fleksibel og dynamisk tilnærming som tar hensyn til den skiftende situasjonen og mulige justeringer basert på faktiske utviklinger.

Det er nødvendig med en langsiktig planlegging av nettet, ettersom tidshorisonten til nettinvesteringer er lang. I tillegg vil en langsiktig planlegging muliggjøre en høyere skalaavkastning. Ved dette menes at det er store investeringer knyttet til nettutbygging, og at det derfor er relativt mer lønnsomt å skalere opp nettet når man først bygger det ut. Etablering av en ny transformatorstasjon, som er nødvendig for at ny kraftintensiv industri kan kobles på nettet, kan eksempelvis ta fem til ti år. Samtidig kan det å bygge ny kraftledning ta mellom syv til tolv år. Den lange tidshorisonten krever tydelig kommunikasjon mellom nettselskapene og investorene. Dette er

avgjørende for at potensielle investorer skal kunne føle seg trygge på at nødvendige nettinvesteringer blir gjennomført i tide. Fra våre intervjuer med både nettutvikler og nettkunder har vi fått inntrykk av at slik kommunikasjon finner sted, og begge parter har uttrykt tilfredshet med kommunikasjonen.

## Betydelige investeringer planlegges frem mot 2030, men etterspørselen etter kapasitet er større en forventet økning.

Oppgradering og vedlikehold av transmisjons- og distribusjonsnettet krever langsiktig planlegging, betydelige investeringer og åpenhet. Sistnevnte er spesielt viktig ettersom ny kapasitet må gå hånd i hånd med nye produksjonsplaner.

I denne delen analyserer vi investeringsplanene til statlige og regionale nettselskaper og diskuterer hvilken betydning de har for tilgangen til strøm for nytt forbruk i landsdelen.

### Investeringsbeløp

Ifølge prosjektene beskrevet i NVEs nettportal «PlanNett» og i Kraftsystemutredningene er det planlagt investeringer i strømmettet for 16,8 milliarder kroner i Nord-Norge i perioden 2024 til og med 2030. Dette er investeringer i både regional- og transmisjonsnettet og er dermed mest relevant for ny kraftkrevende industri, men inkluderer ikke investeringer i distribusjonsnettet (lavspennetnettet). Om lag 10,6 milliarder kroner av det planlagte investeringsbeløpet knyttes til investeringer i transmisjonsnettet, og 6,2 milliarder kroner til investeringer i regionalnettet. Omtrent 40 prosent av det samlede investeringsbeløpet i transmisjonsnettet er reinvesteringer i eksisterende nettanlegg.

#### *Hvordan definerer vi regioner i denne analysen*

Analysen i denne delen baserer seg på kraftsystemutredninger – rapporter fra regionale nettselskap som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet. Norge er delt inn i 17 kraftsystemutredningsområder for ulike deler av regionalnettet, hvorav fem er lokalisert i Nord-Norge. Disse fordelingene er bestemt av den eksisterende nettstrukturen og konsesjonsområdene, og samsvarer derfor ikke alltid med typiske geografiske grenser. Nedenfor presenterer vi en detaljert liste over kommuner per område.

**Helgeland** inkluderer Rana, Hemnes, Vefsn, Nesna, Herøy, Dønna, Vevelstad, Hattfjelldal, Leirfjord, Alstadhaug, Vega, Brønnøy, Sømna, og Grane kommuner samt en del av Bindal kommune i Nordland fylke.

**Midtre Nordland** omfatter Salten og Nord-Salten eller Beiarn, Bodø, Fauske, Gildeskål, Hamarøy, Lurøy, Meløy, Rødøy, Saltdal, Skjerstad, Steigen, Sørfold, Træna og Tysfjord kommuner i Nordland fylke

**Nordre Nordland og Sør-Troms** omfatter Andøy, Ballangen, Bø, Evenes, Flakstad, Hadsel, Lødingen, Moskenes, Narvik, Røst, Sortland, Tjeldsund, Vestvågøy, Værøy, Vågan og Øksnes kommuner i Nordland fylke samt Harstad, Kvæfjord, Bjarkøy, Gratangen, Skånland og Ibestad kommuner i Troms fylke.

**Troms** omfatter Balsfjord, Bardu, Dyrøy, Karlsøy, Kautokeino, Kåfjord, Lavangen, Lyngen, Målselv, Nordreisa, Salangen, Senja, Skjervøy, Storfjord, Sørreisa og Tromsø

**Finmark** omfatter Alta, Sør-Varanger, Båtsfjord, Nesseby, Tana, Berlevåg, Gamvik, Lebesby, Karasjok, Porsanger, Nordkapp, Måsøy, Hasvik, Loppa, Kvænangen.

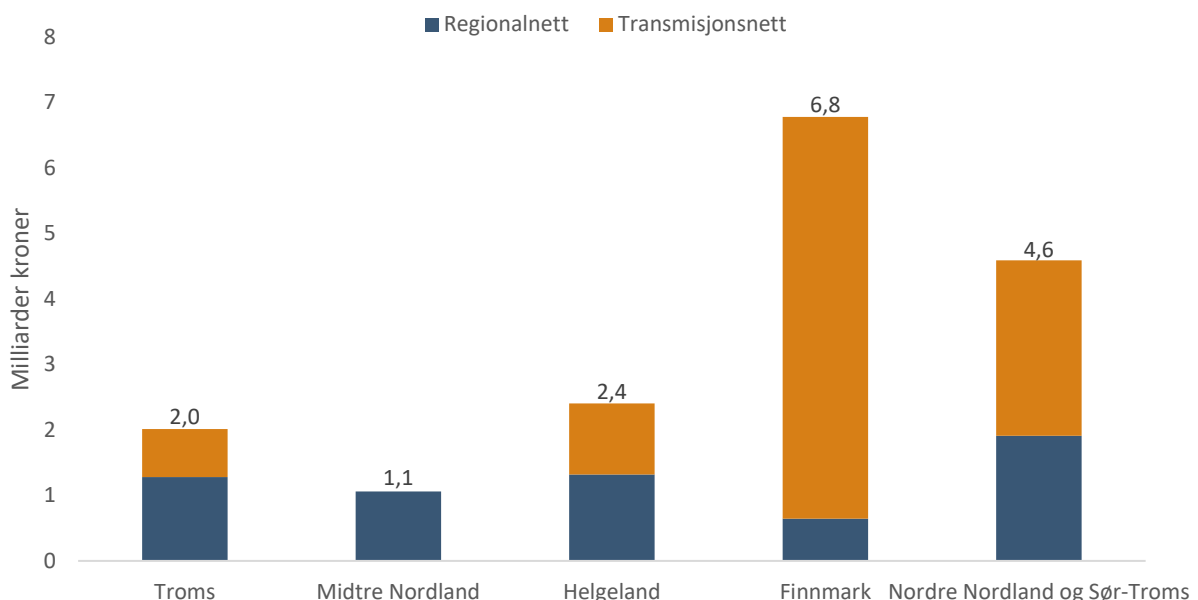


Historisk har investeringer i distribusjonsnett vært nesten dobbelt så høye som investeringer regionalnett. Dersom vi antar at forholdstallet mellom investeringer i regional- og distribusjonsnett holder seg konstant frem mot 2030, kan vi forvente at investeringene i distribusjonsnett øker i gjennomsnitt med omtrent 1,5 milliarder kroner per år, noe som innebærer over 10 milliarder i totale investeringer mellom 2024 og 2030.

Både relevante aktører i næringslivet og nettselskapene bekrefter i intervjuer vi har gjennomført at det er størst investeringsbehov i transmisjonsnett. De kartlagte investeringene i transmisjonsnett som vist i figuren under er konsentrert i Finnmark og i nordlige deler av Nordland, og er særlig knyttet til reinvesteringer i nett i nordre Nordland og forsterking av nettet i Øst-Finnmark og i Hammerfest, der sistnevnte er nødvendig for å realisere den planlagte elektrifiseringen av LNG-anlegget på Melkøya, som har fått grønt lys fra Regjeringen. Investeringene i nettet i Hammerfest vil også gjøre det mulig å realisere store industriprosjekter og vindparker i området. I forbindelse med godkjenningen av elektrifiseringsprosjektet på Melkøya i august 2023 annonserte Regjeringen at de vil prioritere nettutvikling i området, samt legge vekt på norske geopolitiske sikkerhetshensyn når de skal vurdere den samfunnsøkonomiske verdien av disse nettinvesteringene. Dette øker sannsynligheten for at investeringsplanen for nettet vil bli implementert innen de foreslåtte tidsfristene.

I tillegg til at vi har identifisert et ulikt antall investeringsprosjekter knyttet til regionalnettet (100 prosjekter) og transmisjonsnett (15 prosjekter), viser figuren også at de geografiske forskjellene i de planlagte investeringene i regionalnettet er betydelig mindre enn for de planlagte investeringene i transmisjonsnett. Dette er ikke overraskende ettersom det regionale nettet er mye lengre og det pågår flere prosjekter parallelt i hvert område. Imidlertid finnes det noen forskjeller, der de største investeringene på 1,9 milliarder kroner er i nordre Nordland og i Sør-Troms, mens de planlagte investeringene i Helgeland, Midtre Nordland og Troms er på mellom 1 og 1,3 milliarder kroner. I Finnmark er planlagte investeringer på kun 650 millioner kroner.

Figur 6: Investeringsbeløp i transmisjons- og regionalnett i perioden 2024-2030. Kilde: NVE og Statnett



## Utvikling av transmisjonsnett

De kommende investeringene i transmisjonsnett vil ha stor betydning for overføringskapasiteten i og mellom ulike deler av landet. Det planlegges å fjerne flaskehalsen i Finnmark og Lofoten, samt å legge til rette for økt forbruk i Helgeland.

Overordnet er tre store investeringer planlagt i området innen 2030.

- 1) Kraftoverføringen mot Lofoten (Kvandal-Kostnadbotn) oppgraderes, og forventes å være fullført innen 2025. Dette vil gi en økning i kapasitet på 70-90 MW. Etableringen av mer effektiv effektstyring mot Finland er også planlagt innen 2028, som skal gi ekstra kapasitet for nytt forbruk på 150 MW, inklusive 50 MW i Finnmark.
- 2) Planer om å etablere en 420 kV-forbindelse fra Skaidi til Lebesby (Adamselv) og videre til Seidafjellet som vil gi ytterligere 210 MW i Øst-Finnmark med full forsyningssikkerhet (såkalt N-1 regel) og 600 MW for tilknytninger på vilkår. Denne ledningen er avgjørende for utbygging av vindkraft i Varanger og vil legge til rette for etablering av ny industri i området. Prosjektet skal ifølge planen gjennomføres innen 2030.
- 3) Planer om å doble 420 kV-ledningene mellom Mo i Rana, Mosjøen og Sverige, noe som vil gi en ekstra kapasitet på 900 MW, hovedsakelig i Helgeland, rundt 2030. Denne investeringen vil legge til rette for nytt forbruk i området utover den ledige kapasiteten på 500 MW som beskrevet tidligere i denne artikkelen. Disse planene er imidlertid ikke rapportert i PlanNett-databasen ennå, og det kan dermed forventes at det blir noen forsinkelser i gjennomføringen av prosjektet. Verdien av dette prosjektet er heller ikke inkludert i våre investeringsestimater.

Til slutt er det også viktig å legge til at det foreligger planer om å øke kapasiteten til Sør-Norge fra rundt 2035-2040.

Statnett planlegger også nye transformatorstasjoner som vil kunne bedre utnyttelsen av eksisterende overføringskapasitet flere steder. Disse investeringene inkluderer en ny stasjon i Salten som forventes å være i drift allerede i 2023 med en kapasitet på 72 MW, samt en ny stasjon i Mo i Rana med en kapasitet på 340 MW fra 2026-2027. Disse transformatorene vil muliggjøre mer forbruk i de omkringliggende områdene.

Kraftsituasjonen i Nord-Norge påvirkes også av investeringer i andre deler av Norge og i Sverige. I Sverige er det planlagt betydelige investeringer for å øke muligheten til å frakte strøm fra nord til sør. Mer konkret er det planlagt investeringer i overføringsnettet mellom Nord- og Sør-Sverige, som vil kunne øke kapasiteten fra 7300 MW til 8100 MW fra 2028, til 9500 MW fra 2035, og til over 10000 MW fra 2040. Disse investeringene forventes å koste rundt 75 milliarder svenske kroner, og vil bidra til å forbedre og styrke den overordnede overføringskapasiteten i Sverige.

Selv om det foreligger planer om betydelige investeringer, er det viktig å påpeke at sentralnettet allerede er en begrenset faktor. Kapasitetsøkningen som planlegges er lavere enn etterspørselen etter tilknytning.

## Investeringer i regionalnett

Som vist på figuren over foreligger det planlagte investeringer i regionalnettet på 6,2 milliarder kroner. I motsetning til investeringene i transmisjonsnettet, som kan øke kraftoverføringen mellom områdene i Norge, øker ikke disse investeringene den totale mengden elektrisitet som kan importeres inn Nord-Norge. De er imidlertid sentrale for å bringe strømmen dit industrien ønsker å lokalisere seg og dermed å sikre

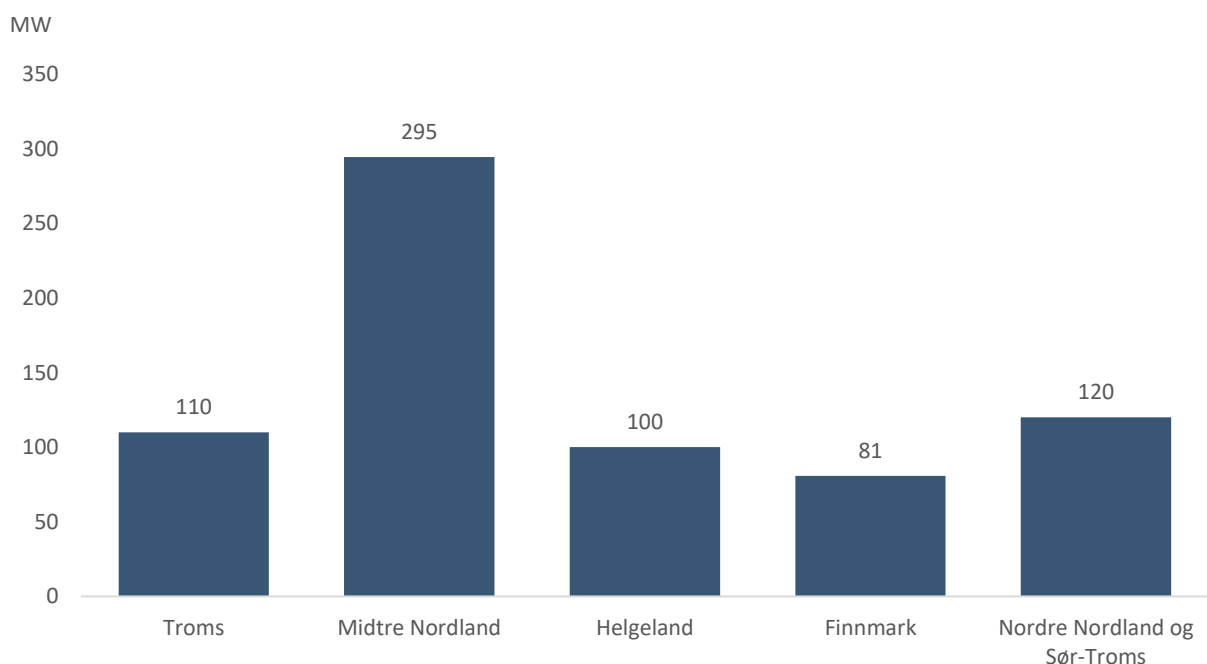
leveringspålitelighet. I prinsippet har regionale nettselskaper ansvar for å gi tilgang til alle brukere med effektbehov under 100 MW.

Blant de største regionale prosjektene er den nye trafostasjonen og ledninger rundt aluminiumverket til Alcoa i Mosjøen til rundt 500 millioner, nettilknytningen for ammoniakkproduksjonen hos Green Ammonia Berlevåg til 460 millioner kroner, samt en reinvestering i ledningen mellom Bardufoss og Finnfjordbotn til rundt 400 millioner kroner. Andre viktige prosjekter er blant annet Pålgarden trafostasjon og ledninger som skal bidra til å tilgjengeliggjøre forespurt kraftuttak på 300 MW til Nesbruket næringsområde i Mosjøen.

En viktig type investering i regionalnett er investeringer i transformatorstasjoner. Slike investeringer øker kapasiteten som er tilgjengelig for industrien i området som er koblet til stasjonen, og kan potensielt bidra til vekst og ekspansjon av industrien. Nye transformatorstasjoner øker også påliteligheten og stabiliteten i det lokale strømmettet, noe som gir et mer attraktivt miljø for nye bedrifter som er avhengige av elektrisitet som en viktig innsatsfaktor. De største forbrukerne kobler seg imidlertid ofte direkte på transmisjonsnettet og er derfor ikke avhengige av disse investeringene.

Vi har samlet inn data om de lokale kapasitetsøkningene som nettoinvesteringene sannsynligvis vil føre til innen 2030, vist i figuren under. Figuren viser at nesten 700 MW ytterligere kapasitet vil bli tilgjengelig for nytt forbruk i ulike deler av området. Området Midtre Nordland (Salten og Nord-Salten) står imidlertid for hovedandelen av kapasitetsøkningen i transformatorer i regionalnettet, med en samlet ny kapasitet på nesten 300 MW. Det er hovedsakelig investeringen i to transformatorer på henholdsvis 50 MW hver i Øresvik som drar opp nivået i området. Utenom dette foreligger det prosjekter for fire transformatorstasjoner på 80 MW hver i Troms, Helgeland, Midtre Nordland, og Nordre Nordland og Sør-Troms, og er de største prosjektene med tanke på kapasitetsøkning.

**Figur 7: Netto kapasitetsøkning (transformator) i regionalnett i Nord-Norge. Kilde: Menon og regionale nettselskaper**



Vi har også identifisert totalt 48 prosjekter som knyttes til utbygging av ledninger i databasen fra PlanNett og kraftsystemutredningenes. For å vurdere hvordan det påvirker overføringskapasiteten må man gjennomføre en grundig nettanalyse som tar hensyn til alle fysiske egenskaper og forhold som har en effekt på overføringskapasiteten. Dette er ikke mulig i denne analysen og vi har derfor valgt å kun presentere antall prosjekter som en indikasjon på hvor fokuset ligger.

## Redusert kraftbalanse, men begrensede konsekvenser frem mot 2030.

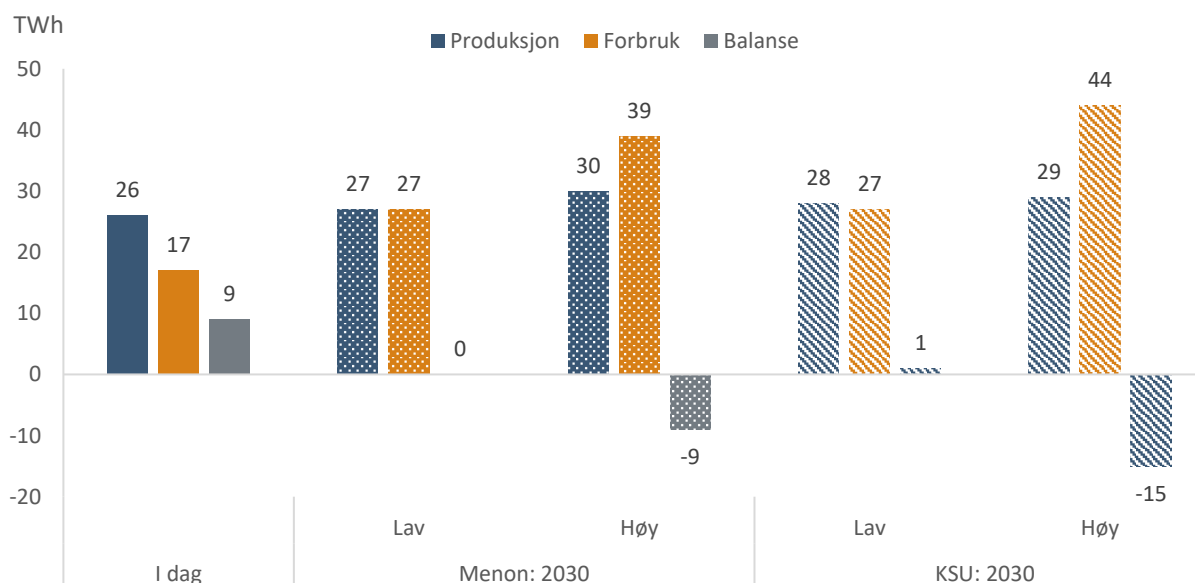
Nord-Norge har historisk sett vært en stor nettoeksportør av elektrisitet. Våre analyser viser imidlertid at kraftforbruket i landsdelen vil øke mye raskere enn kraftproduksjonen, noe som innebærer at det regionale kraftoverskuddet kan forsvinne innen 2030. Hvis den industrielle veksten ender i det øvre sjiktet av våre prognoser, kan Nord-Norge også få et kraftunderskudd. Til tross for redusert kraftbalanse og økt overføringskapasitet inn/ut av landsdelen peker dagens trender mot en begrenset effekt på investorattraktivitet i nord. Den relative prisforskjellen mellom Nord-Norge og resten av Norge og Europa forventes å ligge under snittet for de siste ti årene, men gapet blir mindre for hvert år. En viktig bidragsyter er at man i Nord-Sverige og i Finland forventer betydelig kraftoverskudd på mellomlang sikt. Den langsiktige utviklingen er imidlertid usikker. De neste årene vil bringe betydelige investeringer i transmisjonsnett. Økt overføringskapasitet øker etableringspotensialet med hensyn til *tilgang* til nettet. Økt vekst i Nord-Norge, Nord-Sverige eller Finland uten tilsvarende investeringer i produksjonskapasitet vil imidlertid føre til en konvergering mot et nordisk prisnivå.

I denne delen presenterer vi forventede endringer i kraftbalansen mot 2030, for så å beskrive hvilke konsekvenser en lavere kraftbalanse kan få for kraftprisen i Nord-Norge. Vi vil se dette opp mot forventet utvikling i transmisjonsnett, og til slutt sammenligne funnene våre med den fremtidige kraftsituasjonen i resten av Norden. Til slutt vil vi diskutere konsekvensene av endringene for lokalt næringsliv.

### Kraftbalansen svekkes betydelig frem mot 2030

I 2022, et år med historisk høy produksjon i Nord-Norge, var kraftoverskudd i landsdelen på nesten 10 TWh. Det betyr at rundt en tredjedel av kraftproduksjon ble overført til andre områder i Norge eller til utlandet. Nord-Norge sto med dette for nesten 50 prosent av Norges kraftoverskuddet totalt sett i fjor. Også i et normalår med gjennomsnittlig tilsig har landsdelen et kraftoverskudd på omtrent 9 TWh, som vist i figuren under. Over 95 prosent av overskuddet i landsdelen kom fra Nordland fylke.

Figur 8: Kraftbalansen i Nord-Norge i dag og i 2030. Kilde: Menon Economics



For å beregne fremtidig kraftbalanse sammenstiller vi resultatene fra analysene av forbruk og produksjon. Våre analyser viser at i basisscenarioet forsvinner dagens kraftoverskudd i Nord-Norge innen 2030, som vist i figuren. Årsaken til at kraftoverskuddet reduseres er en betydelig økning i kraftbehovet, som ikke besvares med en like rask økning kraftproduksjonen i samme periode. Andre kilder, som for eksempel KSU-ene fra de aktuelle områdene, understøtter våre vurderinger.

I høyscenarioet, der vi legger til grunn en enda raskere vekst i kraftintensiv industri i landsdelen enn i basisscenarioet, vil underskuddet av kraft strekke seg mot -9 TWh, et nivå som tilsvarer dagens overskudd av kraft i landsdelen. Analyser fra lokale nettselskaper peker på et mulig underskudd på opptil 15 TWh, men disse analysene ble utført i fjor da utsiktene til industriell vekst var bedre enn de er i dag. Dette bekreftes blant annet av siste versjon av investeringstelleren.

Våre resultater for basisscenarioet er også konsistent med analyser gjennomført av Sintef, NVE og Statnett. I Statnett sin nyeste kortsiktige markedsanalyse forventes et kraftoverskudd i landsdelen på ca. 6 TWh i 2028. Når vi tar hensyn til strømforbruket som skal kobles til senere, som inkluderer Melkøya LNG-anlegg med et strømbehov på 3,6 TWh, samt andre industriplaner, vil også overskuddet gå ned mot null. NVE forventer i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse avtakende kraftoverskudd, dog noe saktere enn det vi forventer. Årsaken for forskjellen på anslagene er at NVE sin analyse er fra 2021 og at NVE er litt mer konservativ på forbruksframskrivninger enn det vi (basert på investeringstelleren) og Statnett er.

#### Hvordan vi har beregnet kraftbalanse

Våre analyser viser at strømproduksjonen kommer til å øke fra 26 TWh i dag til hhv. 27 TWh og 30 TWh i basis- og høyscenarioet. Forbruksscenarioene tilsier en betydelig større økning. Våre analyser viser at forbruket kan øke fra 17 TWh til hhv. 27 TWh og 39 TWh. De regionale nettselskapene forventer en noe lavere produksjon og forutsetter et høyere spenn mellom sine basis- og høyscenarioer for forbruk enn vi har lagt til grunn.

Produksjon og forbruk av kraft henger tett sammen, derfor presenterer vi både våre og KSU-baserte kraftbalanse-scenarioer som kombinerer resultater fra basis- og høyscenarioet i hver av kildene.

### Kraftoverskudd i Nord-Sverige og Finland gir muligheter for «billig» import

Hvis Nord-Norge blir mer avhengig av å importere kraft for dekke sitt kraftbehov i årene fremover, vil landsdelen også oppleve mer prissmitte fra omliggende områder enn det vi observerer i dag. For å vurdere den langsiktige påvirkningen på kraftpriser i landsdelen er det derfor viktig å se på utviklingen både i en norsk og nordisk kontekst. Spesielt viktig for utviklingen i Nord-Norge er utviklingen i Nord-Sverige.

Det er forventet at kraftoverskuddet skal reduseres i resten av Norge og i Danmark frem mot 2030, mens balansen holdes relativt stabilt i Sverige og bedrer seg noe i Finland. Ifølge Statnett vil derfor det totale kraftoverskuddet i Norden synke fra dagens 57 TWh til 22 TWh innen 2028. Legger man til grunn en liknende utvikling etter 2028, vil 90 prosent av dagens kraftoverskudd forsvinne innen 2030. NVE forventer en noe saktere utvikling, der kraftoverskudd går ned til 34 TWh i 2030.

Utviklingen i Nord-Sverige spiller en betydelig rolle i nedgangen i det nordiske kraftoverskuddet. Dette området forventes å ha den høyeste veksten i strømforbruket frem mot 2030. Denne økningen i forbruket skyldes hovedsakelig to store prosjekter for grønn stålproduksjon, nemlig Hybrit og H2 Green Steel. Bare disse to prosjektene alene vil ha et årlig strømbehov på opptil 25 TWh, noe som tilsvarer mer enn det totale strøm-

forbruket i dag i hele Nord-Norge. Til tross for de industrielle planene forventer man et betydelig kraftoverskudd i Nord-Sverige og Finland opptil 35 TWh frem mot 2030.

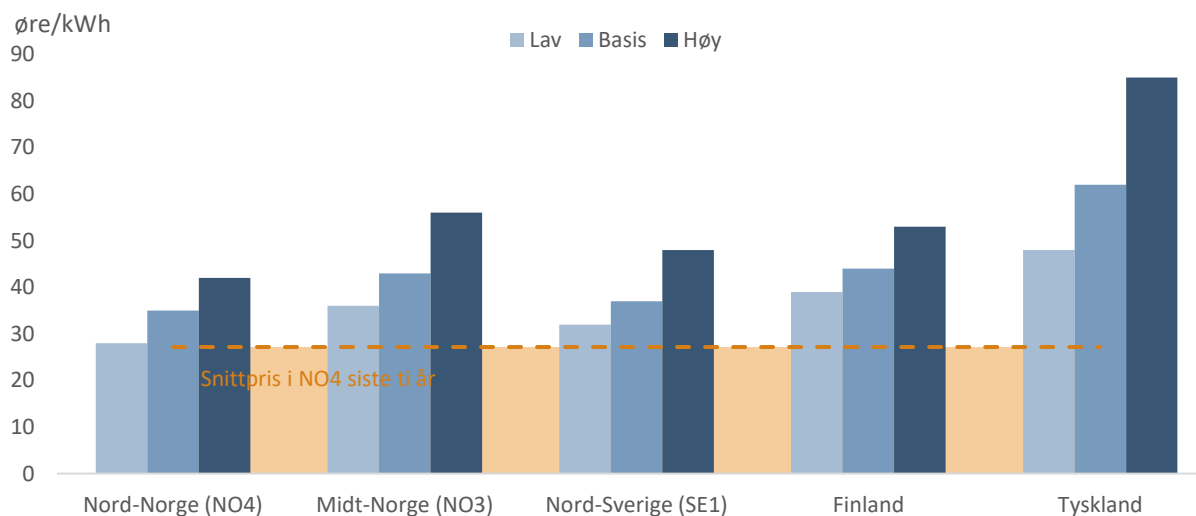
### Økte strømpriser, men fortsatt lavere priser enn i sør.

Strømprisen påvirkes i all hovedsak av hvilken produksjonsteknologi som kreves for å sikre forsyningen på et gitt tidspunkt. Jo dyrere det er å produsere kraften, jo høyere blir prisen. For prisområdet som Nord-Norge er en del av (NO4) vil det være vannkraft som «setter prisen» i perioder med overskudd/balanse. I perioder med import vil kostnaden for kraft i omliggende områder være avgjørende. Samme logikk følger for alle omliggende prisområder, selv om de «interne» produksjonskostnadene i området varierer. Ettersom Norden er svært tett koblet mot det europeiske kraftsystemet bidrar dette til at kostnaden ved fossil kraftproduksjon, som gasskraft, ofte har stor påvirkning på prisene i Norge. Overføringskapasiteten vil imidlertid også spille en rolle. Strømmen flyter fra områder med overskudd av kraft til områder med underskudd. Uten begrensninger i overføringsnettene ville derfor prisforskjeller blitt utlignet.

Strømprisutvikling i Nord-Norge vil derfor hovedsakelig påvirkes av kraftbalansen (behovet for å importere til/eksportere) og av overføringskapasiteten (hvor mye kan man importere/eksportere) både mellom Nord-Norge og naboområdene og mellom naboområdene og resten av Europa. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til selve prisnivået i landsdelen i 2030, som vil avhenge av faktorer som vind, nedbør, forbruk og prisnivået i de andre prisområdene.

Vi har ikke gjennomført dedikerte analyser av kraftprisutviklingen i dette prosjektet. Ved å sammenligne våre analyser av kraftbalanse og overføringskapasitet med eksempelvis Statnetts prognoser kan vi imidlertid indikere hvordan utviklingen vi legger til grunn vil påvirke prisutviklingen. Som vi skrev i de foregående avsnittene er Statnetts prognoser for kraftbalanse i Nord-Norge i tråd med resultatene fra vårt basisscenario, noe som betyr at deres prognoser kan brukes for å vurdere konsekvensen for prisutviklingen. Statnett sine prognoser, som er vist i figuren under, peker på et gjennomsnittlige prisnivå i Nord-Norge på mellom 28 og 42 øre/kWh i 2030. Deres lavscenario ligger omlag på nivå med gjennomsnittet for de siste ti årene, mens høyscenarioet ligger 30% høyere.

Figur 9: Forventet prisnivå i NO4 og de omkringliggende prisområdene i 2030. Kilde: Statnett





Det er ikke bare det absolutte prisnivået som er avgjørende for landsdelens konkurransevne, men snarere de relative prisene i forhold til andre prisområder. Utviklingen i de øvrige kraftmarkedene viser imidlertid samme trend, noe som tilsier at prisforskjellene mot andre prisområder vil være relativt stabile. Hovedgrunnen til at man vil opprettholde en positiv prisdifferanse i Nord-Norge er at man forventer et betydelig kraftoverskudd i Nord-Sverige og Finland opptil 35 TWh i 2030. Det er imidlertid viktig å påpeke at det er stor usikkerhet knyttet til den langsiktige utviklingen. Økt overføringskapasitet gjør at prisene i nordlige deler av Norden kan konvergere med de øvrige prisområdene selv med kraftoverskudd. Økt industriell etablering reduserer kraftoverskuddet, noe som gir samme effekt. I høyscenarioet vil vi med andre ord forvente økt press på de regionale kraftprisene og noe mindre forskjeller. Hvor sterk konvergering man vil få er imidlertid usikkert og avhenger spesielt av utviklingen i Nord-Sverige. Sammenlignet med europeiske kraftpriser viser eksisterende analyser at differansen til det nordiske markedet i stor grad vil opprettholdes, jf. figuren **Error! Reference source not found.**

Der er i denne sammenheng viktig å påpeke at utviklingen frem mot 2030 og videre ikke er statisk. Økt industriell aktivitet presser prisene opp, og gjør ny produksjon mer lønnsomt. Økt produksjonsutvikling gir, alt annet likt, motsatt effekt. Den langsiktige utviklingen vil med andre ord avhenge av tilgang på areal, infrastruktur og hvor stor effekt eventuelle prisforskjeller på kraft har på investorattraktiviteten, samt muligheten for å bygge ut ny produksjonskapasitet. For å opprettholde en vedvarende prisdifferanse må produksjonskapasiteten i nord (Norge, Sverige og til dels Finland) økes i takt med forbruksveksten.

#### **Nye analyser viser betydelig variasjon i forventet prisnivå, men fortsatt lavest priser Nord**

Analysene som presenteres i denne artikkelen ble ferdigstilt i august 2023. Estimatenes knyttet til kraftprisutviklingen er basert på tredjepartsanalyser som er vurdert med hensyn til overførbarhet og relevans med utgangspunkt i to kriterier: 1) Vurderinger knyttet til utviklingen i Nord-Norge og 2) Hvorvidt analysene er relevant med hensyn til utviklingen i det nordiske og europeiske kraftsystemet. Basert på disse kriteriene valgte vi å legge mest vekt på Statnetts langsiktige markedsanalyser som ble publisert i mars 2023.

22. oktober 2023 presenterte NVE en oppdatering av deres kraftmarkedsanalyser. Deres estimer viser at kraftprisene, både her hjemme og i Europa, kan bli betydelig høyere enn det Statnett legger til grunn frem mot 2030 i sine analyser, samt NVEs egne analyser fra 2021. Utover en økning i det generelle prisnivået er imidlertid forskjellene mindre. Selv om prisnivået er høyere i 2030, forventes NVE at den relative prisforskjellen mellom Nord-Norge og resten av Norge og Europa vil opprettholdes – men gapet reduseres noe over tid. På lengre sikt ser vi en konvergering i prisforventningene mellom analysene til Statnett og NVE, mot et prisnivå på 50 øre/kWh i Norge, med «nordnorske» priser noen øre lavere enn i sør. Dette er omlag 20 prosent lavere enn prisen i eksempelvis Danmark, Tyskland og Storbritannia.

Det nordiske kraftsystemet er tett integrert med våre europeiske naboland, noe som gjør at utviklingen her hjemme i stor grad påvirkes av de underliggende trendene i de øvrige europeiske landene. Spesielt viktig er prisen på innsatsfaktorer i fossil produksjon, pris på utslippskvoter samt andel av fornybar energi i den Nordeuropeiske produksjonsmiksen. Ulike syn på oppfyllelse av klimamålsetninger, både på nasjonalt og på EU-nivå, samt hvordan energi- og klimapolitikken vil gjennomføres i praksis, har derfor stor påvirkning på resultatene i langsiktige kraftmarkedsanalyser. Regionale forskjeller avhenger hovedsakelig av intern kraftbalanse og hvilke produksjonsteknologier som dominerer i regionen.

### **Konsekvenser for næringslivet**

Det store kraftoverskuddet i Nord-Norge har i kombinasjon med begrenset overføringskapasitet bidratt til et relativt lavt strømprisnivå sammenlignet med de omkringliggende områdene. Prisene har de siste fem årene i

gjennomsnitt vært 17 prosent høyere i Midt-Norge (NO3), 33 prosent høyere i Nord-Sverige (SE1), og 132 prosent høyere i Finland enn i Nord-Norge (NO4). Dette har gitt næringslivet i Nord-Norge et konkurransefortrinn fremfor næringer i andre deler av landet eller det nærliggende utlandet. Konkurransefortrinn er særlig stort for kraftkrevende industri, som bruker store mengder strøm som innsatsfaktor i produksjon av varer og tjenester, og som derfor kan profitere av de lave strømprisene.

Våre analyser viser at kraftbalansen vil svekkes betydelig, med potensial for å få et underskudd nesten tilsvarende dagens overskudd. Basisscenarioet, som er konsistent med tidligere analyser, innebærer imidlertid ingen store endringer med hensyn til den relative kraftprisutviklingen. Kraftbalansen vil heller ikke påvirke tilgangen på kraft i landsdelen i nevneverdig grad. Våre analyser av strømmettet viser som nevnt at krafttilgangen for Nord-Norge som helhet vil være sterk. De interne begrensningene i overføringskapasiteten derimot vil kunne begrense muligheten for å etablere nye virksomheter. Samtidig vil vi påpeke at de planlagte investeringene i nettet vil føre til at deler av Nord-Norge, som historisk sett har slitt med et svært svakt nett, blir mer tilgjengelig for næringsaktivitet enn før. Dette gjelder spesielt Finnmark, men også Lofoten. Selv om det hovedsakelig er den kraftintensive industrien som vil nyte godt av nettinvesteringene, vil et sterkere og mer stabilt nett også gjøre etablering av andre næringer i området, samt ny elektrifisering av eksisterende forbruk, mer attraktivt enn tidligere.

Effekten av høyscenarioet på kraftprisutviklingen avhenger i stor grad av utviklingen i Nord-Sverige og Finland. Alt annet likt vil man kunne opprettholde et positivt «nord-nordisk» overskudd selv om forbruket øker slik vi har lagt til grunn på norsk side. Om vi ser tilsvarende utvikling (forbruksøkning relativt til basis) i eksempelvis Sverige, kan prisene i større grad konvergere til nordisk prisnivå. Dette vil, alt annet likt, redusere den relative investorattraktiviteten i nord. Sammenlignet med konkurrerende europeiske markeder peker imidlertid nåværende analyser på at Norden vil ha et lavere prisnivå også det neste tiåret. Med andre ord vil det være den interne konkurransekraften i Norden som påvirkes mest. Økt prispress i nord vil imidlertid også løfte de øvrige prisene noe, slik at deler av prisøkningen vil kunne hentes ut i økt påslag for varer som preges av nasjonal/regional etterspørsel, herunder hydrogenmarkedet. Om man lykkes med å realisere ny produksjon etter 2030 vil imidlertid effekten også i et slik scenario dempes og i ytterste grad motvirkes. Dette synliggjør hvordan en systematisk og langsiktig kraftsystemutvikling underbygger industriell vekst.

## 2030-2040: Ny kraftproduksjon, men den industrielle veksten vil avhenge av en målrettet kraftsystemutvikling

Frem mot 2030 kan man få et betydelig kraftunderskudd i Nord-Norge. En av årsakene til dette er begrensede muligheter for realisering av produksjonskapasitet. Potensialet for ny kraftproduksjon øker imidlertid betydelig med tidshorizonten. Våre analyser viser at det er potensial for å realisere om lag 4 TWh landbasert vindkraft og 13 TWh havvind mens økningen i vannkraft og solkraft vil være forholdsvis lavere. Fem av tjue havvindområder som en NVE-ledet gruppe har lagt frem som godt egnet til havvind ligger i Nord-Norge. Det er imidlertid fortsatt usikkert om hvor mange av disse områdene som kommer til å bli realisert særlig at ingen disse har blitt valgt av regjeringen som potensielt aktuelle for utlysning i 2025. Potensialet overstiger underskuddet vi har lagt til grunn i vårt høyscenario. Samtidig er det naturlig å forvente en økning på forbrukssiden, basert på forespurte tilknytninger og planer om økt nettkapasitet. Vi har ikke gjort noen selvstendige analyser av forbruksutviklingen etter 2030. Med mindre det skjer uforutsette makroøkonomiske endringer, vil vi imidlertid forvente fortsatt industriell vekst i Nord-Norge. Hvor raskt og hvor mye som vil etableres er det imidlertid knyttet stor usikkerhet til. For å legge til rette for det industrielle vekstpotensialet som foreligger er man, uavhengig av nivå, avhengig av en systematisk og målrettet utvikling av kraftsystemet

I denne artikkelen har vi satt søkelys på utviklingen fra i dag frem til 2030. Ettersom investeringer i industri som regel har en lengre tidshorizont enn dette, skal vi redegjøre kort for mulig utviklingstrekk for perioden etter 2030, med fokus på mulighetene som foreligger på produksjonssiden. I tillegg vil vi også redegjøre for analyser av kraftbalansen etter 2030 som har blitt utført av andre analysemiljøer, selv om disse er noen år gamle.

### Økt potensiale for å realisere ny kraftproduksjon

Etter 2030 er det mulighet for mer kraftproduksjon, men det er likevel stor usikkerhet knyttet til hvor mye og når utbyggingen blir realisert. Som nevnt i artikkelen om kraftproduksjon i Nord-Norge, er det primært i Finnmark at det er prosjekter til behandling hos NVE i dag, og prosjektene utgjør omtrent 15,5 TWh i vindkraftproduksjon. Videre er det et betydelig potensial for å realisere havvindproduksjon.

### Landbasert vindkraft

Vi har anslått at det er et *potensial* for en økning i landbasert vindkraft på omtrent 4 TWh i perioden 2032-2037. Det vil altså si en økning på totalt 8 TWh fra 2023 til 2037. En slik utvikling forutsetter imidlertid at den eksisterende kapasiteten i nettet styrkes og utvides. I tekstboksen under oppsummerer vi kort usikkerheten og diskusjonen rundt anleggene som kan bli realisert.

#### **Vindkraftsøknader i Nord-Norge er et sammensatt konfliktlandskap**

Davvi vindkraftverk sendte inn konsesjonssøknad i 2022 der det ble søkt om 2,7 TWh produksjon. Helt siden det ble sendt melding om anlegget i 2017, har det vært store uenigheter mellom utbygger og berørte parter. I konsekvensutredningen til Davvi konkluderes det med at det er svært lave naturverdier og lavt arts mangfold i området, og at området dermed er egnet til utbygging. Reinbeitedistrikt 13 er derimot uenige, og sier at denne utredningen, som utbyggerne av Davvi legger til grunn, er feilaktig. I deres egen utredning, som Protect Sápmi har utført, konkluderes det med at bygging av Davvi vindkraftverk vil medføre tap av reindriftsområder for inntil 16 300 rein årlig. Sametinget har uttalt at Rásttigáisá, som ligger i utbyggingsområdet til Davvi vindkraftverk, er et hellig fjell for samene, og derfor et viktig kulturminne som kan stå i fare for å bli ødelagt dersom

vindkraftverket blir bygget ut. Det er for øvrig flere samiske kulturminner i området der Davvi er tiltenkt, som kan studeres nærmere på Kulturminnesøk sine nettsider.

Anleggene Snefjord (0,43 TWh) og Vilgesrassa (1 TWh) er planlagt utbygget i Måsøy kommune. Snefjord sendte søknad i 2005, og i 2012 ba NVE om en oppdatert konsesjonssøknad, noe de ennå ikke har mottatt. NVE mottok melding om Vilgesrassa i 2020, men meldingen er ikke tatt til behandling ennå. Sametinget har innsigelser mot Snefjord og Vilgesrassa vindkraftverk. Vilgesrassa ligger i området til det hellige fjellet Rásttigáisá, slik som Davvi. I deres fagrapport finner de at det er direkte utsyn mot vindkraftverket, og fjellet derfor vil bli skjemet av vindmøller, både fra anleggene Davvi og Vilgesrassa. Innsigelsen mot Snefjord tar utgangspunkt i at anlegget vil medføre store negative konsekvenser for reindrift på Snefjordhalvøya, der det er etablert vår- og sommerbeite for Jáhkkenjárga siida i reinbeitedistrikt 16.

I Nordland er det ingen prosjekter som er til behandling hos NVE i dag, men Sjonfjellet i Nesna/Mo i Rana, som har satt sin søknad på pause, har uttrykt at de ønsker å gjenoppta prosessen. Omsøkt produksjon for Sjonfjellet er på 1,2 TWh. Prosjektet har fremdeles formell status som «søknad stilt i bero».

## Havvind etter 2030

Regjeringen har en ambisjon om å bygge ut areal tilsvarende 30 GW havvind i Norge innen 2040, hvilket tilsvarer omtrent en dobling av dagens norske kraftproduksjon. En NVE-ledet gruppe har lagt frem 20 områder i Norge som er godt egnet til havvind, og fem av disse ligger i Nord-Norge. Det er flere hensyn som er tatt i valget av utredningsområder, blant annet at områdene har en relativt høy kapasitetsfaktor ettersom det er svært stabile og gode vindressurser til havs ved disse områdene. I tillegg er det tatt hensyn til fiskeriinteresser, naturmangfold, forsvarsinteresser, skipsfart, petroleum og lagring av CO<sub>2</sub>, teknisk infrastruktur, synlighet fra land og kulturminner. Områdene Nordavind A-D ligger utenfor Finnmark og området Nordvest A ligger utenfor Nordland. Estimert årlig kraftproduksjon ligger på 4,3-4,4 TWh per anlegg. Om all kapasitet blir realisert innebærer dette en årlig produksjon på om lag 13 TWh. Se figuren nedenfor for en oversikt over hvor de identifiserte områdene ligger.

Figur 10: Identifiserte områder for havvind. Kilde: NVE



Arealene skal tildeles innen 2040, men det er stor usikkerhet rundt hvilke områder som blir valgt. Neste tildeling skjer sannsynligvis i 2025. Totalt utgjør alle de identifiserte områdene mer enn målet på 30 GW, og det er derfor ikke sannsynlig at alle områder får tildeling. Alle områdene skal bearbeides og vil avgrenses basert på mer kunnskap. Regjeringen annonserte i september 2023 at NVE har fått i oppdrag å starte strategiske konsekvensutredninger av tre havvindområder som kan bli aktuelle til åpning og utlysning i 2025. Dette gjelder imidlertid ikke for områdene i Nord-Norge.

Det tar tid å realisere tilstrekkelig nettkapasitet til å ta imot økt produksjon fra havvind, men det er samtidig god tid til å planlegge kapasitetsøkningen allerede nå, ettersom arealene skal tildeles innen 2040.

For eksempel arbeider allerede Statnett med skissering av nettplaner og økt kapasitet for tilknytning av havvind fra Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord, der forventet tildeling av prosjektområder er i 2024. Selv om det er lite nettkapasitet i Finnmark til å ta imot produksjon fra området i dag, kan planer om ny industri, elektrifisering av petroleumsinstallasjoner og tilhørende nettforsterkninger gjøre at det er mulig å tilknytte mindre volumer havvind.

### Den langsiktige kraftbalansen – mulighet for å sikre en positiv kraftbalanse om man legger til rette for økt produksjon.

Det er sannsynlig at kraftforbruket vil fortsette å vokse etter 2030 som følge av vedtatt klimapolitikk, men hastigheten og volumet på forbruksveksten er svært usikker. Det er en stor politisk satsing på grønn industri- og næringsutvikling, samt elektrifisering av industri, for å kunne kutte utslipp i tråd med vedtatte internasjonale, nasjonale og regionale klimamål. Dette innebærer at FNs 17 bærekraftsmål er styrende for både nasjonal og regional klimapolitikk. Klimaloven, som trådte i kraft i 2018, har som formål å fremme at Norge skal bli et lavutslippssamfunn innen 2050. I tillegg er målet at klimagassutslippene skal kuttes med minst 50 prosent på nasjonalt og regionalt nivå innen 2030. Hvis vi ser på alle forbrukssøknadene som Statnett har inne i dag sammen med en økt elektrifisering av bilparken, ville forbruket ha firedoblet seg i Nord-Norge sammenlignet med dagens nivå. Det er imidlertid ikke tilstrekkelig nettkapasitet til å ta imot en slik firedobling av forbruket i dag. Dersom forbruket skal fortsette å øke som en del av målsettingen om at Norge skal bli et lavutslippssamfunn, er det essensielt å både bygge ut tilstrekkelig med nettkapasitet, legge til rette for fleksibelt strømforbruk samt å produsere mer kraft.

Målnett 2040 til Statnett for Helgeland og Salten, samt for område nord, gir betydelig økt overføringskapasitet i og inn til områdene i tillegg til mer nettkapasitet. Dette inkluderer utbygging av en ytterligere sterk 420 kV ledning langs nesten hele Nord-Norge fra Trøndelag til Skaidi i Finnmark. De planlagte omfattende nettforsterkningene innen 2040 vil muliggjøre både økt forbruk og produksjon. Denne utvidelsen er viktig for at produksjonspotensialet kan realiseres. Gitt forbrukstrendene beskrevet her, vil det være et behov for økt kraftproduksjon for at kraftbalansen ikke skal bli negativ. Dette gjelder uavhengig av hvilket utviklingsscenario vi legger til grunn. Sammenlignet med vårt høyscenario vil potensialet vi har identifisert kunne snu kraftunderskuddet til et overskudd. En positiv forbruksvekst etter 2030 vil imidlertid ha motsatt effekt. Vi har ikke gjort selvstendige analyser av den langsiktige kraftbalansen frem mot 2040. Basert på forespurte tilknytninger vil vi imidlertid forvente at trenden med en sterk industriell vekst vil vedvare, med mindre det skjer uforutsette makroøkonomiske endringer. Hvor raskt og hvor mye som vil etableres er det imidlertid knyttet stor usikkerhet til.

Selv Statnett og NVE sine analyser, som legger til grunn betydelig mer produksjonskapasitet i sine basisscenarioer for 2030, viser en signifikant svekkelse i kraftbalansen mellom 2030 og 2040. Når vi ser på de nasjonale prognosene fra 2022-2023, har produksjonsnivået falt relativt til tidligere år. Vi vil derfor forvente at også deres analyser for det regionale kraftmarkedet vil vise en betydelig svekket kraftbalanse.

Til sist er det viktig å påpeke at økt nettkapasitet er essensielt for å realisere potensialet for kraftproduksjon som vi her har redegjort for. Dersom nettet bygges tilstrekkelig ut til å muliggjøre utbyggelser av både landbasert vindkraft og havvind, vil kraftproduksjonen i Nord-Norge være sterkt økende etter 2030. Hvis både de landbaserte vindkraftanleggene som vi nevner over (4 TWh) samt ett av havvindområdene i Nord-Norge blir valgt (4,3 TWh), kan produksjonen bli så høy som på over 38 TWh i 2040. Dette inkluderer også høyscenarioet vårt for 2030-produksjon. Dette er en økning på omtrent 48 prosent, sammenlignet med dagens produksjon. Det er altså store muligheter for en økning i fremtidig kraftproduksjon, som kan føre til en fortsatt positiv kraftbalanse, men dette må muliggjøres av økt nettkapasitet.

## Metode - Hvordan vi har utviklet scenariene våre

Hovedformålet med denne rapporten har vært å vurdere i hvilken grad utviklingen i kraftsystemet underbygger potensialet for industriell vekst i Nord-Norge. Analysene er basert på en bred litteraturstudie av eksisterende kunnskapsgrunnlaget, egne analyser av investeringer i produksjon og industri basert på investeringstellersen 2023, samt dybdekartlegging via intervjuer med ulike interessenter.

Informasjons- og datagrunnlaget er i stor grad hentet fra offentlig tilgjengelig informasjon, som NVE sin konsesjonsdata og registre over kraftproduksjon, de regionale kraftsystemutredningene for Nord-Norge, data og rapporter fra Statnett og NVE, Svenska kraftnät samt SINTEF sin rapport for Energi i Nord. I intervjuene har vi hatt dialog med blant annet kraftprodusenter, nettselskaper, Sametinget og NVE. I tillegg har vi hatt tilgang til datasettene som ligger til grunn for Investeringstellersen til KBNN.

Vi har utviklet et basis- og høyscenario for kraftforbruk, -produksjon og balanse frem mot 2030. Disse scenariene er utviklet med utgangspunkt i en triangulert metodikk hvor vi har hensyntatt all informasjon vi har innhentet fra tredjepartslitteratur, grunnlagsdata og intervjuer. Scenarioene reflekterer usikkerheten knyttet til utviklingstrendene som er identifisert. Ettersom kraftmarkedet har opplevd store «sjokk» de siste årene, har vi også hensyntatt publiseringstidspunktet på de eksterne analysene.

### Kraftforbruk

For å identifisere kraftforbruk frem mot 2030 har vi gjennomført vår egen analyse som tar utgangspunkt i investeringstellersen fra 2023 hos KBNN og sammenlignet resultatene med data fra regionale kraftsystemutredninger og Statnetts tilknytningsdata.

Vi har basert ilde er vår egen analyse som tar utgangspunkt i investeringstellersen fra 2023 hos KBNN. I denne databasen samles det inn informasjon om pågående og planlagte investeringer knyttet til næringsliv og industri i Nord-Norge. Vi har estimert samlet forbruk og effektbehov for alle prosjektene som er inkludert i databasen i to ulike scenarioer – basis og høyt. Basisscenarioet er basert på investeringer som allerede er pågående eller finansierte, mens høyscenarioet også inkluderer forbruksestimater for prosjekter som fortsatt er i planleggingsfasen. Se boksen nedenfor for en mer detaljert beskrivelse av metoden vi har brukt.

#### ***Estimat på kraftbehovet i Nord-Norge basert på Investeringstellersen***

Vi bruker investeringstellersen i 2023 for å samle informasjon om pågående og planlagte investeringer i Nord-Norge. Databasen inkluderer informasjon om investeringsbeløp, næringskategori og informasjon om investeringsfase (i tre følgende kategorier: pågående, finansierte, ønsket/utredet). Deretter har vi matchet prosjektene fra investeringstellersen med data om omsøkt effekt hos de samme prosjektene fra de regionale KSU-ene. Denne matchingen er imidlertid ikke mulig for alle prosjektene i databasen. For å estimere effektbehovet for de prosjektene som mangler data for om søkt effekt, har vi derfor beregnet et forholdstall mellom investeringsbeløp og effektbehov (i millioner kroner per MW) separat for hver næring. Dette forholdstallet brukes deretter til å estimere effektbehovet for de aktuelle prosjektene.

Estimatene på fremtidig kraftbehov i Nord-Norge inkluderer ikke en økning i alminnelig kraftforbruk hos husholdninger og små bedrifter. For å ta hensyn til denne endringen i forbruk bruker vi estimater fra Statnetts områdeplaner som supplement.



I vår analyse har vi laget stør vekt på Statnetts nettilknytningsdata. Ettersom tilknytning til transmisjonsnettet må avklares med Statnett har Statnett en svært god oversikt over hvem og hva som planlegges etablert, og estimerer med jevne mellomrom det tilhørende effektbehovet i området. Begrensninger i nettkapasiteten vil være avgjørende for hvor stor kapasitet som kan reserveres til ulike brukere i dag og i fremtiden. Prosjekter som søker utover den tilgjengelige kapasiteten settes på en venteliste. Statnett samler også inn informasjon om prosjekter som ennå ikke har sendt inn en formell søknad om nettilknytning, men som er i en tidlig fase av etablering og som har kontaktet Statnett for å diskutere mulighetene for tilknytning.

### **Statnetts tilknytningsdata**

Statnett publiserer statistikk over alle tilknytningsaker på sin nettside. Dataen skiller mellom forespurt kapasitet og reservert kapasitet. Forespurt kapasitet inkluderer all kapasitet som er forespurt ved en formell henvendelse fra kunden om et prosjekt/en plan som det vil være driftsmessig forsvarlig å knytte til kraftnettet. Reservert kapasitet betyr at kunden kan være trygg på at når tiltaket (eller tiltakene) er ferdigstilt, kan kundens virksomhet starte som planlagt.

I tillegg til Statnetts nettilknytningsdata har vi brukt informasjon fra regionale kraftsystemutredninger (KSU). KSU-er er rapporter skrevet av regionale nettselskaper om forbruk og nettutvikling i sine områder. I forbindelse med denne rapporten har vi samlet inn data fra alle de fem KSU-ene i Nord-Norge. Regionale nettselskaper sitter tett på detaljert regionspesifikk informasjon, noe som gir oss ytterligere innsikt når vi for eksempel vurderer sannsynligheten for at enkelte investeringsprosjekter som krever kraft vil bli realisert. Med unntak av større prosjekter der Statnett har ansvar, er det de regionale nettselskapene som fordeler forbrukskapasiteten til brukerne. Fordelen med denne dataen er også den geografiske fordelingen, som gjør det mulig å vurdere fremtidige endringer for hver av de fem delregionene. De regionale nettselskapene presenterer sine prognoser i to scenarier – basis og høyt.

## **Kraftproduksjon**

For å lage scenarier for fremtidig kraftproduksjon har vi tatt utgangspunkt i alle anlegg som har fått konsesjon og som ennå ikke er ferdig utbygget, samt prosjekter som ligger til behandling hos NVE. Konsesjon betyr at kraftverket har fått tillatelse av NVE til å bygge ut et anlegg og produsere kraft. Vi har hentet ut all informasjon fra NVE sin database for konsesjonssaker i Nordland og Troms og Finnmark frem til og med august 2023.

Vi har valgt å lage to scenarier: et basisscenario og et høyscenario. Basisscenarioet tar utgangspunkt i alle saker som har *gjeldende konsesjon*, men som ikke har bygget ut anlegget ennå. Det vil altså si at disse anleggene har fått godkjenning av NVE til å bygge ut. I høyscenarioet har vi tatt utgangspunkt i prosjekter som er *under behandling* hos NVE, og som ennå ikke har fått godkjenning eller avslag. Vi har gjort vurderinger basert på innsendte dokumenter og fagrapporter fra utbyggere til NVE, innsigelsesdokumenter fra Sametinget, vedtak fra NVE og OED, samt høringsuttalelser fra relevante aktører. I tillegg har vi vurdert denne informasjonen opp mot scenarier i kraftsystemutredningene, konsesjonsbehandlingstid, kapasitet i nettet og hensyn til berørte parter. Generelt finner vi at det er et høyt konfliktnivå rundt kraftutbygging i Nord-Norge, og særlig for vindkraft i Finnmark. Dette gjelder både for anlegg som har fått tillatelse til å bygge ut, og som nå er idriftsatt, men også for anlegg som er under behandling hos NVE. Vi har ikke inkludert havvindprosjekter, da det ikke er sannsynlig at dette blir realisert innen 2030.

Som underlag for de to scenarioene våre har vi foretatt en grundig litteraturstudie av relevante rapporter. Dette inkluderer langsiktig og kortsiktig markedsanalyse fra Statnett, langsiktig kraftmarkedsanalyse fra NVE, kraftsystemutredningene for Finnmark, Troms, Nordre Nordland og Sør-Troms, Midtre Nordland, Helgeland og

Nord-Trøndelag (for å inkludere Bindal kommune), områdeplanene for Nord, Helgeland og Salten fra Statnett, samt SINTEF sin rapport som er skrevet på oppdrag for Energi i Nord. NOU 2023: 3 «Mer av alt – raskere» med sin bakgrunnsrapport «Drivere og usikkerhet i langsiktige energimarkedsanalyser» av Multiconsult og Thema Consulting har også vært sentral i litteraturstudien. I tillegg har vi studert konsesjonsdokumenter hos NVE for de ulike vindkraftprosjektene som er under behandling, med tilhørende fagrapporter som er utarbeidet av utbyggere og berørte parter, samt innsigelsesdokumenter fra Sametinget.

For å nyansere bildet og få en bedre forståelse av fremtidig kraftproduksjon, samt hvordan prosessen i konsesjonsbehandlingen er og hvilke interessekonflikter som oppstår rundt utbygging av kraftverk, har vi hatt kontakt med nettselskapene som er ansvarlige for kraftsystemutredningene, diverse kraftprodusenter, NVE og Sametinget. I tillegg har vi snakket med Energi i Nord og SINTEF som har gjennomført en lignende studie. Både metode og resultater er i stor grad i overensstemmelse med funn i disse intervjuene.

### **Avgrensning av porteføljen for konsesjonsgitte prosjekter**

De aller fleste kraftverk trenger å få formell tillatelse fra NVE for å bygge, som er den nasjonale konsesjonsmyndigheten. NVE gjør blant annet en vurdering av hvorvidt anlegget ikke er til nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, i tillegg til å vurdere hvorvidt anlegget er i tråd med de lover og forskrifter som regulerer kraftutbygging.

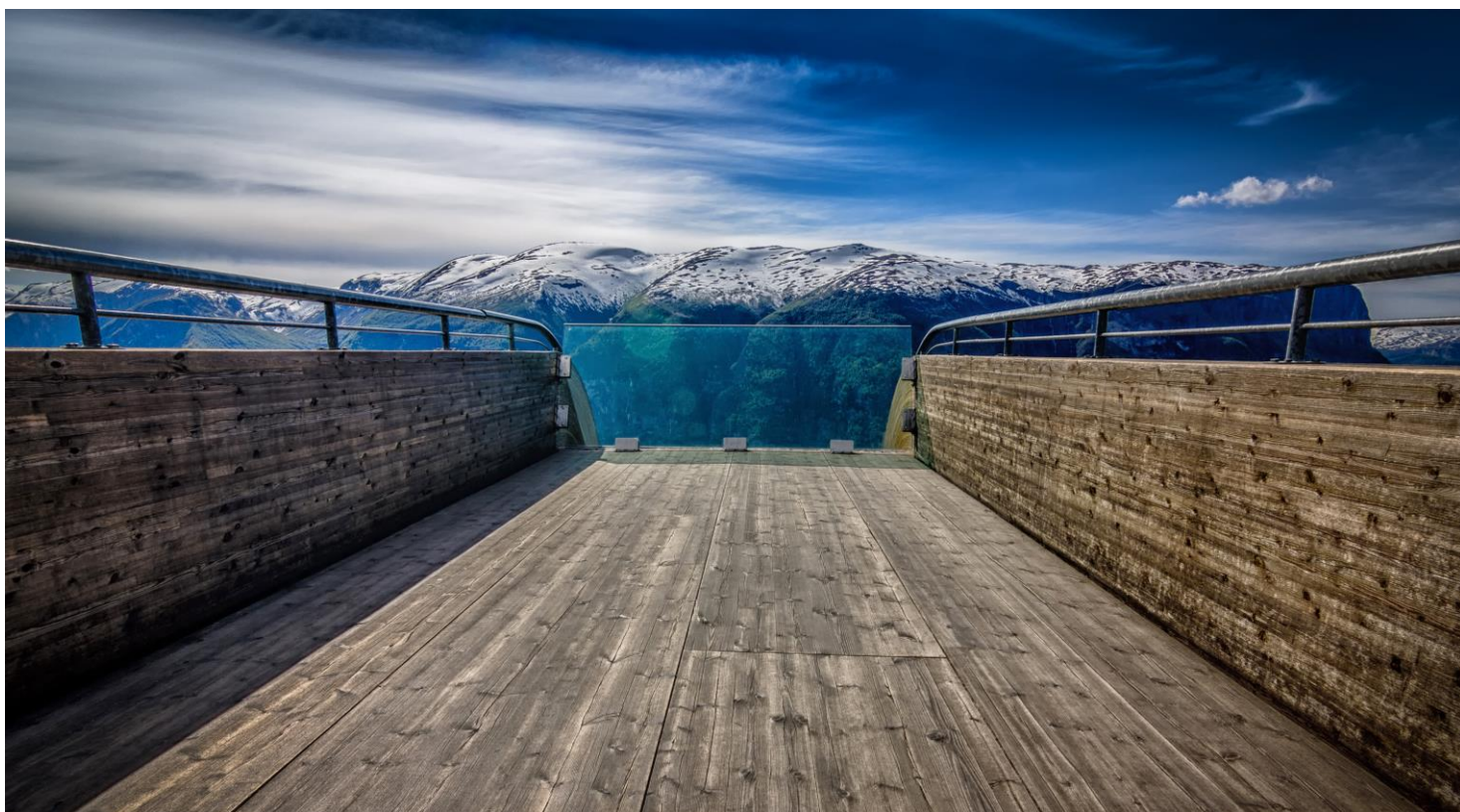
Etter vassdragsreguleringsloven § 15 må alle konsesjonsgitte tiltak påbegynnes innen 5 år, og ytterligere fullføres innen 5 år. Det er unntak dersom det er *ekstraordinære* forhold som gjør det umulig å utnytte konsesjonen. Det gjør at det normalt vil være relevant å kun se på anlegg med konsesjon som er høyst 10 år gammel. For å ta høyde for eventuelle utsettelse som følge av pandemien har vi imidlertid utvidet denne grensen med to år.

## **Strømnettet**

Vi har basert vår analyse av utviklingen av transmisjons- og distribusjonsnett basert på offentliggjorte investeringsplaner fra Statnett og regionale nettselskaper samt utredninger om fremtidig infrastrukturutvikling i Nord-Norge.

For å øke transparensen knyttet til infrastrukturutvikling publiserer både Statnett og de regionale nettselskapene langsiktige investeringsplaner. Statnett informerer om sine langsiktige nettutviklingsplaner gjennom sine områdeplaner, der den forventede utviklingen på tilbuds- og etterspørselssiden av kraft samt Statnetts planer er tydelig beskrevet. De regionale selskapene presenterer sine planlagte investeringer i NVEs nettportal «PlanNett».

I analysen brukte vi data fra Statnetts områdeplaner, Kraftsystemutredninger (KSU) og PlanNett. PlanNett er en tjeneste som gir innsikt i utviklingen av det norske strømnettet. Dataen blir oppdatert av nettselskapene, men det er frivillig for dem å bruke tjenesten fordi den fortsatt er under utvikling. Tre av de fem nettselskapene i Nord-Norge som er ansvarlige for regionale Kraftsystemutredninger valgte å rapportere sine planlagte investeringer digitalt på PlanNett, mens de resterende selskapene (Nord-Nordland og Sør-Troms, og Helgeland) publiserer informasjon om utvikling av strømnettet som et delkapittel i KSU-ene. Vi har supplert dataen fra PlanNett med denne informasjonen fra KSU-ene, samt med informasjon fra Statnetts områdeplaner og intervjuer med nettselskaper. I tillegg har vi supplert dataen med tall fra Statnetts aktuelle investeringsplan. Vi mener at dette gir en relativt god oversikt over utvikling av strømnettet i Nord-Norge på både et regional- og transmisjonsnettnivå.



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked. Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside [www.menon.no](http://www.menon.no).

+47 909 90 102 | [post@menon.no](mailto:post@menon.no) | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | [menon.no](http://menon.no)