



Kraftløftet



LO Norge



NHO

Møre og Romsdal



Om rapporten

THEMA Consulting Group har hatt en rolle som sekretariat, og har stått for innhenting og bearbeiding av faktagrunnlaget i rapporten. De foreslåtte tiltak som presenteres i rapporten er utarbeidet av arbeidsgruppen ledet av NHO og LO lokalt.

INNHOOLD

Om Kraftløftet	6
1 Introduksjon til kraftsystemet og analysen	8
2 Kraftsituasjonen i Norge	11
2.1 Kraftproduksjon og forbruk i Norge	11
2.2 Utsikter for kraftbalansen i Norge.....	12
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett.....	13
3 Kraftsituasjonen i Møre og Romsdal.....	15
3.1 Kraftproduksjon i Møre og Romsdal.....	15
3.2 Kraftforbruk i Møre og Romsdal	16
3.3 Kraftimport og -eksport behov.....	18
4 Nettsituasjonen i Møre og Romsdal.....	19
4.1 Tilknytningssaker i Møre og Romsdal	19
4.1.1 Elinett sitt utredningsområde.....	19
4.1.2 Tilknytningssaker hos Statnett	20
4.2 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionale nettselskap	20
4.3 Statnetts områdeplan.....	21
5 Forbruksutvikling.....	23
5.1 Forbruksutvikling i Elinett sitt utredningsområde	23
5.2 Forbruksutvikling i Statnetts tilknytningssaker.....	23
5.3 Kraftbehov utover det som er meldt inn til nettselskapene i Møre og Romsdal	24
6 Produksjonsutvikling.....	25
6.1 Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet	25
7 Case	27
7.1 Geiranger	27
7.2 Aure	27
8 Tiltak.....	30
9 Energiordliste.....	31
10 Referanser.....	32

Sammendrag og konklusjoner

Møre og Romsdal har en sårbar kraftforsyning, med et stort kraftunderskudd som vil vokse seg større fremover. Vi må mobilisere for mer kraft- og nettutbygging og energieffektivisering. Uten økt krafttilgang risikerer vi å tape konkurranseevne og arbeidsplasser, og at klimaomstillingen uteblir.

Møre og Romsdal står foran en stor omstilling, på samme måte som resten av landet. Klimagassutslippene skal halveres til 2030 og fjernes innen 2050. Vi må omstille næringslivet og industrien, og opprettholde- og skape nye arbeidsplasser. Samtidig skal vi ta vare på naturen vår og det biologiske mangfoldet. Møre og Romsdal har i dag et kraftunderskudd på 5,2 TWh, og er avhengig av import fra andre regioner for å dekke eget kraftforbruk. Etterspørselen etter kraft øker nå voldsomt både i Møre og Romsdal og i naboregionene, noe som gjør at det haster med å gjennomføre et kraftløft.

Norge har et væravhengig kraftsystem, og kraftressursene er ulikt fordelt rundt om i landet. Denne rapporten viser at den samlede kraftproduksjonen i Møre og Romsdal i dag er på 7,5 TWh. Kraftforbruket er på 12,8 TWh, fordelt mellom husholdninger og jordbruk med totalt 17 prosent, tjenesteyting med 12 prosent, og industri med 71 prosent. Møre og Romsdal er med det den regionen i Norge hvor andelen kraftforbruk til industri er høyest. Kraftunderskuddet i dag er på 5,2 TWh, som er det nest største underskuddet i landet, etter Oslo og Akershus. Underskuddet dekkes opp av overskudd i regionene rundt, og kraftutveksling med våre naboland. Forbruksplanene som er registrert hos nettselskapene fremover vil øke forbruket i regionen med ytterligere 50 prosent. Kun 1/3 av dette har fått reservert plass i nettet.

Det er ikke plass i nettet eller planer om ny produksjonskapasitet som kan løfte det innmeldte forbruksbehovet i fylket. Det er knapt reservert plass til ny produksjon, og selv med den vindkraften som har søkt tilknytning, utgjør det kun 7 prosent økning fra dagens produksjonskapasitet, som er vesentlig lavere enn for andre fylker. Det innebærer at fylket er helt avhengig av import fra andre, og denne avhengigheten vil øke. Det er planer om en sterk økning i forbruket både nord og sør for Møre og Romsdal. Dette må ses i sammenheng med at det er så omfattende planer for økt forbruk i Norge, at det nasjonale kraftoverskuddet kan forvitne og være borte allerede om 3-4 år.

Det er snaut 10 år siden kraftkrisen i Midt-Norge ble løst med kraftlinja Ørskog-Fardal, utbygging av vindkraften i Trøndelag, og forsterkning av mellomlandsforbindelsen til Sverige. De to vindkraftverkene det nå er sterk strid om i Trøndelag, har en normalårsproduksjon på i underkant av 2 TWh. Det er nær hele dagens kraftoverskudd i Trøndelag. Når energiunderskuddet blir stort, betyr det at det eksisterende nettet blir belastet hardere, og faren for at en feil oppstår blir høyere skrev Statnett i sin beskrivelse av Ørskog-Fardal prosjektet. En svakere og mer sårbar kraftsituasjon vil øke risikoen for høye strømpriser i regionen. Prisområdet NO3 unngikk de ekstremt høye prisene vi har sett de to siste årene i Sør-Norge. Konsekvensene kan være at bedrifter ikke får tilgang til ny kraft for omlegging fra fossilt til fornybart, eller for utvikling av ny næringsvirksomhet.

Som en del av Kraftløftet har LO og NHO i samarbeid med våre forbund og landsforeninger utarbeidet et forslag til nasjonal [Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft](#). Denne ser på potensial og barrierer og setter mål for energieffektivisering og varmepumper i bygg, energieffektivisering i industrien og for lokal solkraftproduksjon. Rapporten gir klare anbefalinger til utredninger og andre virkemidler for å overkomme barrierer og oppnå potensial. Strategien anbefaler et nasjonalt mål om energieffektivisering på 11-15 TWh. Antas det at målet fordeles jevnt over landet, bør Møre og Romsdal minimum ha som ambisjon å dekke 1 TWh av det nasjonale målet om energieffektivisering.

Tilgang til elektrisitet er det uten sidestykke viktigste virkemiddelet for realisering av de målene Møre og Romsdal har satt seg:

- *Ha eit omstillingsdyktig næringsliv som grip moglegheitene i det grøne skiftet og opprettheld og styrkar si internasjonale konkurransekraft.*
- *Skape fleire og betre nyetableringar og løfte fram bedrifter med potensial for vekst og internasjonalisering.*

Økt etterspørsel etter kraft skaper allerede utfordringer i strømnettet på flere nivåer. Strømnettet gir begrensninger på tilknytninger av nytt forbruk i regionen. Dette fører til at bedrifter som ønsker å utvide sin virksomhet, etablere ny virksomhet eller konvergere fra fossilt brensel til elektrisitet ikke får strøm til dette og tapt verdiskapning og manglende reduksjon av utslipp vil være resultatet.

Konsekvensene av å fortsette som vi har gjort historisk er store for lokalsamfunnet, næringslivet og den enkelte innbygger. I Møre og Romsdal må energispørsmålene høyere opp på agendaen i befolkningen og i politikken, og vi må jobbe sammen for det. Vi trenger mer av alt. Energieffektivisering, ny kraftproduksjon og sterkere nett.

Tiltak for å oppnå kraftløft i Møre og Romsdal

Arbeidsgruppen anbefaler:

1. Styrking av energieffektiviseringstiltak bredt i næringslivet, offentlige virksomheter og husholdninger.
2. Effektøkonomisering og smart styring av strømbruk kan redusere forbrukstopper og bedre utnyttelsen av nettet.
3. Arbeide med å skape forståelse og aksept for behovet for ny vannkraft, vindkraft, solkraft og nettanlegg i Møre og Romsdal. Lokal forankring er svært viktig for å få til en ønsket utvikling
4. Utnytte termisk varme i størst mulig grad for å frigjøre kraft til andre formål. Møre og Romsdal har stort energiforbruk fra industri, som gjerne har en betydelig mengde spillvarme. Spillvarme bør utnyttes i størst mulig grad. Kommunene har en viktig rolle for å tilrettelegge og sette krav til bruk av fjernvarme.
5. Økt engasjement og forståelse for energispørsmål hos administrasjon og politikere i kommuner og fylke. Bidra til gode planer og prosesser for å få gode og mest mulig effektive behandlinger av infrastrukturiltak for nett og produksjon. Nøkkelen for å oppnå forståelse og aksept vil være å initiere gode dialoger rundt behov for ny fornybar kraftproduksjon og nett-tiltak. På den måten kan man sikre at kommuner forstår behovet og er positive til utredninger og konsesjonsbehandlinger av kraftproduksjon og nettanlegg. Samtidig vil det være viktig å øke kompetansen i kommunene for behandling av energianlegg i søknadsprosesser og i reguleringsplaner.
6. Arbeide for å få ny kraftproduksjon fra havvind i regionen. Dette vil kunne komme etter 2030, men arbeidet må starte nå for at det skal realiseres.
7. Stille krav til energiløsning ved tillatelse for nye bygg
8. Få frigitt kapasitet som er «sovende» og ikke utnyttes i dag. F.eks. industri som har redusert aktivitet, men som «sitter på» nettkapasitet
9. Bedre informasjonen om hvor i nettet nytt forbruk helst bør komme. Hvor er det ledig kapasitet, og hvor er det utfordrende med nytt forbruk
10. Sikre at forbrukspunkter har fleksibilitet i energiforsyningen. Dette kan for eksempel være ved lading av ferger, hvor man i enkelte tilfeller kan benytte hybriddrift og avlaste uttak fra nettet i perioder. I disse tilfellene er det viktig at miljøkrav fra myndigheter ikke blokkerer for bruk av fleksibilitet fra andre energikilder i korte perioder. Man oppnår kanskje 90% utslippskutt som er en stor gevinst. Alternativet kan være at det ikke blir gjennomført.

Om Kraftløftet

Kraftløftet er et samarbeid mellom LO, NHO og regjeringen for å sikre økt krafttilgang raskere. Gjennom trepartssamarbeidet skal vi bidra til tiltak, mobilisering og grep som sikrer tilstrekkelig tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser for næringsliv og forbrukere i Norge mot 2030. Energikommisjonens rapport Mer av alt – raskere, LO og NHOs Felles energi- og industripolitiske plattform, Hurdalsplattformen, Stortingsmeldingen Energi til arbeid og tilleggsmeldingen ligger til grunn for arbeidet. Samarbeidet om Kraftløftet har siktemål frem mot 2030, med en årlig gjennomgang, og justering underveis.

Formålet med Kraftløftet er å sikre nok kraft til **klimaomstilling og nye industrisatsinger**, **øke tempoet** i kraftutbygging og energieffektivisering, hindre nasjonalt **kraftunderskudd**, og bidra til lokal og regional mobilisering for **økt krafttilgang**.

I tråd med mandatet skal LO og NHO i 2023 utarbeide en strategi som år for år viser hvordan næringslivet kan mobiliseres og settes i stand til å bygge ut mer fornybar kraft og nett raskt, forutsatt akseptable rammevilkår. Strategien skal også anbefale tiltak for å realisere så mye som mulig av potensialet for energieffektivisering i husholdninger, næringsbygg, industrien og resten av økonomien, basert på Energikommisjonens anbefalinger. Strategien presenteres for OED høsten 2023.

Fra mai til november 2023 gjennomfører LO og NHOs regionskontorer 11 regionale Kraftløft-utredninger med utgangspunkt i fylkesinndelingen. Formålet er å sikre et godt faktagrunnlag og legge til rette for lokal og regional mobilisering og forankring for økt krafttilgang. THEMA Consulting Group har en sekretariatfunksjon med å sammenstille informasjon og utarbeide de regionale rapportene. Det er nedsatt regionale arbeidsgrupper bestående av representanter fra partene som vil jobbe videre med rapportene som utarbeides. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS, Statsforvalteren og andre relevante aktører, er avgjørende.

Utredningene skal få frem:

- regionale kraftoversikter: kraftproduksjon og -forbruk i dag
- forventet forbruksutvikling: nytt forventet kraftforbruk i regionen
- nettsituasjonen i regionen: behov for oppgraderinger og nytt nett
- nye kraftprosjekter: forventet og mulig ny kraftproduksjon i regionen

Utredningene gjennomføres i tett dialog og samarbeid med kraft- og nettselskapene, industrien, bedrifter, næringsaktører og kraftforbrukere i regionen. Alle de regionale rapportene ferdigstilles og lanseres innen primo november. Prosessen og utredningen eies og lanseres av regionlederne i LO og NHO i hver region.

I tillegg har LO og NHO gjennomført en sentral prosess sammen med relevante landsforeninger og forbund for å kartlegge og foreslå tiltak og virkemidler for energieffektivisering og lokal energiproduksjon. Rapporten Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft ble lansert 19. september 2023, og overrakt til Olje- og energidepartementet.

I tråd med mandatet skal arbeidet med Kraftløftet søke å

- Kartlegge industriens og næringslivets behov for ny kraft, legge til grunn konkrete ambisjoner for utvikling av energiområdet, og synliggjøre fordeler ved å investere i nye lokale kraftprosjekter, med utgangspunkt i Energikommisjonens arbeid.
- Tydeliggjøre kraftbehov som følger av klimaomstilling og tiltak for å innfri Norges klimaforpliktelser, og hvilke prosjekter som må realiseres for å sikre dette.
- Gi tydelige råd om konkrete rammebetingelser og insentiver som både bidrar til lønnsomhet og gir raskere prosesser og kortere ledetider i kraft- og nettutbyggingssaker.
- Finne måter å bedre samarbeidet mellom konsesjonsmyndigheten, kommuner og fylkeskommuner, nettselskapene og industriaktører for å gi raskere nettilknytning.

- Sikre god utnyttelse av partenes regionale krefter slik at en sikrer god lokal forståelse for behovet, og grunnlag for å mobilisere nye kraftprosjekter. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS og andre relevante aktører, blir avgjørende

Denne rapporten er satt opp som følger: Kapittel 1 er en introduksjon til kraftsystemet. Her forklares sammenhenger, begreper og datagrunnlaget til analysen. For en leser med god kjennskap til kraftsystemet kan dette kapitlet hoppes over. Kapittel 2 tar for seg kraftsystemet for Norge som helhet. Her vil vi se på hvordan kraftproduksjon og forbruk fordeler seg i de ulike regionene. Videre, viser kapittel 3 dagen kraftsituasjon i Møre og Romsdal. Kapittel 4 ser på nettsituasjonen i regionen, basert på både Statnett og de regionale nettselskapenes tall. Kapittel 5 og 6 tar for seg forventet forbruks- og produksjonsutvikling i regionen. Hvor kommer det økte forbruket fra, og hvor mye ny produksjon kommer? Kapittel 7 tar så for seg noen dypdykk fra regionen, som viser relevante caser innen produksjon eller forbruk. Til slutt, går kapittel 8 gjennom barrierer som aktører står ovenfor i regionen, og hvilke tiltak som skal til for å få mer kraft.

1 Introduksjon til kraftsystemet og analysen

Det er en vesentlig forskjell på energiforbruk og forbruk av elektrisk energi. I 2022 var Norges forbruk av elektrisk energi på 140 Terrawattimer (TWh), og det totale energiforbruket var på 284 TWh. Det totale energiforbruket inkluderer både elektrisk energi og energi fra andre kilder som varme, biogass eller fossilt brensel og er blant annet energien vi bruker i bygninger, i transport, i industrien og til utvinning av olje og gass. Fra 1990 og frem til i dag har energiforbruket økt med mer enn 30 prosent. Andelen elektrisk energi har vært stabil på rundt halvparten av energiforbruket i alle disse årene (51,7 % i 2022). Store deler av Norges klimagassutslipp kommer fra det resterende energiforbruket, som dekkes i store deler av fossil energi. Av tiltakene for å nå norske klimamål mot 2030, krever 80 prosent tilgang på elektrisk energi, noe som er med på å drive den økende etterspørselen etter nettilknytning. I denne rapporten ser vi kun på den delen av energisystemet som går på elektrisk energi, også kalt kraftsystemet.

For å gi et inntrykk av størrelsesordener det er snakk om i rapporten kan det være nyttig med noen eksempler og begrepsforklaringer. $1\ 000\ 000\ \text{MW} = 1000\ \text{GW} = 1\ \text{TW}$, og det sammen gjelder for $1\ 000\ 000\ \text{MWh} = 1\ 000\ \text{GWh} = 1\ \text{TWh}$. I de neste delene beskrives det mer detaljert hva dette betyr. For ytterligere begrepsdefinisjoner se en energiordliste i slutten av dokumentet.

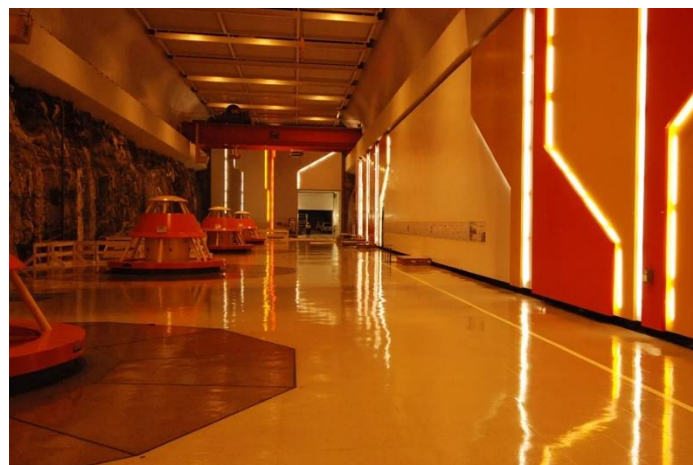
Hva er 1 MW?

Hestekraft er en gammel måleenhet for effekt. Forvirrende nok ble begrepet hestekraft først benyttet av den britiske oppfinneren James Watt, som også har gitt navnet sitt til den moderne måleenhet for effekt - Watt. 1 hestekraft beskriver arbeidet én hest er i stand til å utføre per tidsenhet. James Watt estimerte at en hest var i stand til å løfte 75 kg én meter opp per sekund. Det tilsvarer ca. 750 Watt. James Watt mente derfor at en maskin som kan levere 1 MW kan erstatte 1340 hester. I dag brukes hestekraft bl.a. til å betegne motorytelse. For eksempel kan en Tesla Model S Plaid, levere 1020 hestekrefter, det vil si ca. 0.75 MW. En Nissan Leaf, 2024 modell, kan levere 147 hestekrefter, det vil si ca. 0.1

MW. Kapasiteten til kraftverk måles også i MW. **Error! Reference source not found.** viser et typisk småkraftverk på 1 MW. Dette kraftverket kan, etter James Watt definisjon, erstatte 1340 hester, som er noe over effekten i Tesla Model S Plaid, eller ca. 10 Nissan Leaf, 2024 modell, elbiler.



Figur 1 Grønningseelva kraftverk i Levanger kommune er et typisk småkraftverk med installert effekt rett under 1 MW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 2.8 GWh.



Figur 2 Tonstad kraftverk i Sirdal kommune er Norges største kraftverk (målt etter årsproduksjon), med installert effekt rett under 1 GW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 4 TWh. Foto: Sira-Kvina Kraftselskap.

Hva er 1 GW?

Norge har 1749 vannkraftverk. Til sammen har de 1000 minste kraftverkene 1 GW installert effekt. Dette er småkraftverk som gjennomsnittlig hver er på størrelse med Grønningselva kraftverk. **Error! Reference source not found.** viser Tonstad kraftverk. Tonstad er Norges største kraftverk målt etter forventet årsproduksjon. Tonstad kraftverk alene har en installert effekt på litt under 1 GW. Kun ett annet kraftverk, Kvilldal, har større installert effekt. Til sammen kan disse to kraftverkene levere 2.2 GW som tilsvarer ca. 10% av historisk makslast i Norge. Første utbyggingsfase for havvindområde Sørlige Nordsjø II vil maksimalt gi 1.5 GW ny installert effekt, som innebærer en utbygging med mellom 100 og 150 vindturbiner.

Hva er sammenhengen mellom effekt (W) og energi (Wh)?

Når **Grønningselva** kraftverk går for fullt kan kraftverket forsyne en Tesla Model S Plaid med strøm. Men ingen kraftverk kan produsere for fullt til enhver tid. Faktisk produksjon er begrenset av tilsiget i elvene, vindstyrken, eller solforholdene. Heldigvis forbraker heller ikke Tesla Model S Plaid 1020 hestekrefter til enhver tid. Sammenhengen mellom energi og effekt for både kraftverk og forbruksobjekter kalles *brukstid*. Grønningselva kraftverk produserer i løpet av et år 2.8 GWh. Hvis derimot Grønningselva hadde levert full effekt gjennom hele året hadde den produsert ca. 8.7 GWh. Brukstiden for Grønningselva kraftverk er dermed $2.8 / 8.7 \text{ GWh} = 2\,810$ timer av totalt 8 736 timer i året. Brukstiden til en elbil avhenger både av hvor langt bilen kjøres i løpet av et år og effektiviteten til bilen. Hvis vi antar at Tesla Model S Plaid forbraker 20.0 kWh/100 km og kjøres 10 000 km per år, har bilen et årsforbruk på 2 MWh. Det gir en årlig brukstid på 2.7 timer.

Hvor mye strøm bruker vi i Norge?

Forbruksrekorden i Norge ble satt 12. februar 2021 mellom kl. 9 og 10. Totalforbruket i den timen, totalt i hele Norge var 25.23 GWh, det vil si gjennomsnittlig 25.23 GW mellom kl. 9 og 10. Totalt i løpet av hele 2021 ble det forbrukt 139.5 TWh i Norge. Hvis Norge hadde forbrukt like mye gjennom hele året som mellom kl. 9 og 10 den 12. februar hadde totalt årsforbruk

blitt 220 TWh. I en gjennomsnittlig time i Norge i 2021 brukte vi altså 63% av maksforbruket fra 12. februar. Hvis forbruket fra 12. februar hadde vedvart hadde vi med samme energimengde kunne forsynt Norge i 5500 timer. For å forsyne Norge med nok *energi* i 2021 ville vi trengt 34 kraftverk ala Tonstad kraftverk, eller 43 kraftverk ala Kvilldal. Hvis Tonstad og Kvilldal produserte på fullt mellom kl. 9 og 10 ville vi trengt 26 kraftverk ala Tonstad, eller kun 20 kraftverk ala Kvilldal. Kvilldal har lavere brukstid enn Tonstad og er dermed bedre egnet til å forsyne Norge under effekttoppene.

Hvor mye energi kan vi få fra sol, vind og vann?

Ulike produksjonsteknologier har ulik brukstid, også kalt kapasitetsfaktor. Brukstid for solkraft faller med økende breddegrad. De fleste steder i Norge gir en brukstid under 1000 timer for solkraft. Brukstid for vindkraft er avhengig både av lokale vindforhold og dimensjonering av vindparken. Havvind har ofte vesentlig høyere brukstid enn landvind. Brukstid for vindkraft ligger mellom 2 000 til 4 500 timer. Brukstid for vannkraft avhenger av vannføringen i vassdraget, dimensjonering av anlegget, samt mulighet for magasinering av vann. Brukstid kan variere fra 1000 til 8000 timer. Dette betyr altså at 1 MW installert kapasitet kan gi store variasjoner i årlig produksjon mellom de ulike produksjonskildene. For eksempel 100 MW installert effekt solkraft gir 100 GWh, mens 100 MW installert effekt i landbasert vind gir ca 300-400 GWh. I Norge har vi totalt en installert effekt på 28 GW, eller 28 000 MW, og vi produserer i et normalår ca. 154,8 TWh.

Hvor mye forbruker ulike forbrukskategorier?

I løpet av et år forbruker medianhusholdningen i Norge 16 MWh elektrisitet. Grønningselva kraftverk på 1 MW installert effekt produserer omtrent 2 500-3 000 MWh årlig, og kan dermed forsyne omtrent 175 husholdninger med strøm hvert år. Et datasenter forbruker strøm stort sett alle timer i løpet av et år, og kan ha uttak i alt fra 0,25-1 000 MW. Et stort datasenter på 500 MW vil tilsvare et forbruk på ca. 4 TWh.

Hvor kommer tallgrunnlaget til analysen fra?

Denne rapporten bygger på datagrunnlag fra flere aktører. For å analysere utvikling i forbruk og produksjon av kraft fremover tas det utgangspunkt i Statnetts tall. Statnett er Norges transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter

transmisjonsnettet i Norge. Transmisjonsnettet forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i kraftsystemet. Transmisjonsnettet består av utenlandskabler og høyspentlinjer som utgjør til sammen ca. 13 000 km. Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes direkte til transmisjonsnettet.

Videre analyseres tallene fra de regionale nettselskapene. Nettselskap i Norge eier og driver regional- og distribusjonsnettet. Regionalnettet er nivået under transmisjonsnettet, og er bindeleddet med distribusjonsnettet, mens distribusjonsnettet er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde. Nettselskapene er naturlige monopoler og er regulert av staten. Tallgrunnlag fra disse aktørene gir et bilde av hvor mye nytt forbruk som

ønsker å knytte seg til nettet, eller hvor mye ny produksjon som ønsker å forsyne mer kraft inn i nettet.

For forbruksutvikling tas det utgangspunkt i dagens makslast i nettet. Som nevnt ovenfor sier den hva som er høyest målt forbruk av kraft (strøm) i en time. I denne rapporten oppgis makslast i MW. Makslast er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som kan være høyere, men det er fremdeles en indikator på hvor mye nettkapasitet vi har i dag. Det er viktig å bemerke at dagens nett er blitt utviklet over 100 år og videre utbygging er tidkrevende. Statnetts makslast for hele landet ligger på 25 GW, eller 25 000 MW.

Når vi ser på produksjonsutvikling, ser vi på installert effekt. Installert effekt er en kraftverkets maksimale effekt. I denne rapporten snakker vi om den aggregerte installerte effekten fra alle kraftverk i hele regionen, og det oppgis i MW. Som nevnt ovenfor vil den faktiske produksjonen variere mye avhengig av hvilken produksjonskilde det er snakk om.

2 Kraftsituasjonen i Norge

2.1 Kraftproduksjon og forbruk i Norge

Norge har et unikt kraftsystem, både i et europeisk og internasjonalt perspektiv. Fire egenskaper gjør det norske kraftsystemet unikt: 1) Høy andel kraftproduksjon fra fornybare energikilder 2) Høy grad av elektrifisering i husholdninger og høyt forbruk fra kraftintensiv industri. 3) Stor magasinkapasitet som muliggjør innfasing av uregulerbare fornybare energikilder. 4) Høy andel små og mellomstore kraftverk, geografisk spredt, men ofte godt samlokalisert med kraftforbruk. Disse egenskapene er oppsummert i Tabell 1.

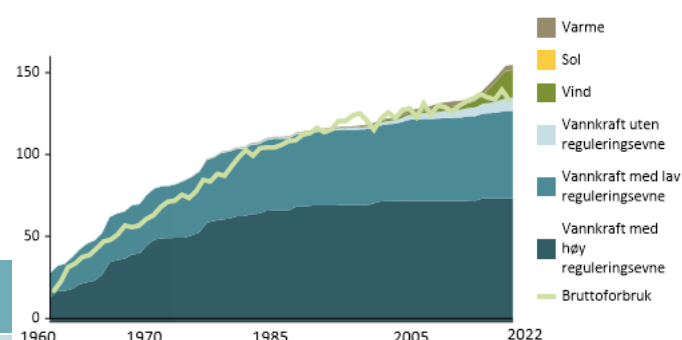
Tabell 1 Nøkkeltall for det norske og det totale europeiske kraftsystemet

	Norge	EU-28
Fornybarandel	98%	39%
Medianforbruk, husholdning	16 MWh	4 MWh
Industriforbruk per BNP	56 MWh/MNOK	5.1 MWh/MNOK
Magasinkapasitet	90 TWh	90 TWh

Historisk har produksjonen av kraft i Norge vært høyere enn forbruket. Figur 3 viser middelproduksjonen¹ av kraft og bruttoforbruk² tilbake til 1960. Ettersom figuren viser forventet produksjon og faktisk forbruk kan tørrår gi kraftunderskudd som ikke kommer frem i figuren, samtidig som våte år kan gi kraftoverskudd som heller ikke blir vist i figuren. I figuren ser man hvor stor andel av produksjonen som kommer fra vannkraft. I et år med normalt tilsig vil vannkraft stå for 88

prosent av produksjonen. 95 av vannkraftproduksjon har mulighet til å lagre vann over kortere tidsperioder, og 50 prosent har tillegg høy reguleringsevne med

mulighet til å lagre vann over sesonger. I tillegg har vindkraft gradvis økt sin andel de siste årene. I et normalår vil eksisterende vindkraftkapasitet bidra med 11 prosent av total kraftproduksjon. Resten av kraftproduksjonen hentes hovedsakelig fra ulike typer termiske kraftverk (1,8 prosent) og solkraft (0,2 prosent). Samlet ligger kraftproduksjonen i et normalår på rundt 157 TWh.



Figur 3 Middelproduksjon og bruttoforbruk av kraft fra 1960 til 2022 (TWh).

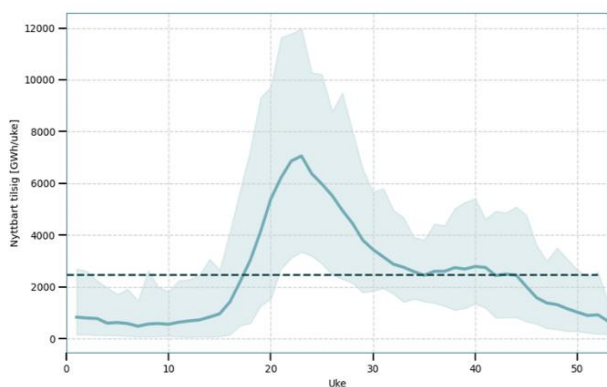
Figur 4 viser totalt nyttbart tilsig til alle norske vannkraftverk [GWh/uke]. Tilsiget er størst under snøsmeltingen på våren, avtar utover høsten, og kan falle til null på vinteren. Vannkraftverk uten reguleringsevne følger tilsiget slavisk gjennom året og fra år til år. Vannkraftverk med lav reguleringsevne har mulighet til å flytte noe av produksjonen til perioder med høyere etterspørsel, men vil fortsatt være begrenset av totaltilsiget over en sesong. Vannkraftverk med høy reguleringsevne har mulighet til å flytte deler av produksjonen til sesonger eller år med høyere etterspørsel. En region med god årlig kraftbalanse, men samtidig få vannkraftverk med høy reguleringsevne, vil bli et underskuddsområde i uker hvor tilsiget er under gjennomsnittet.

Forbruket av kraft var i 2022 på 133 TWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023), hvorav 46 prosent gikk til industrien, 22 prosent til

¹ Gjennomsnittlig produksjon gitt væreforholdene i perioden 1991-2020 (NVE, 2022)

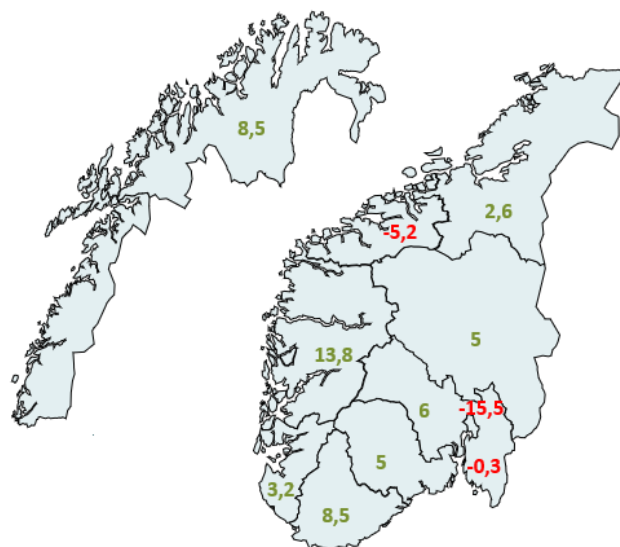
² Summen av produksjon og netto import av kraft.

tjenesteytende næringer og resterende 32 prosent til husholdninger. Industrien har stått for den største delen av forbruksøkningen de siste ti årene. Kraftprisene startet i slutten av 2021 å stige og forbruket falt i 2022 med omtrent 6,4 TWh, der husholdningene stod for hoveddelen av forbruksreduksjonen (SSB, 2023). Andelen kraftforbruk fra husholdninger var dermed noe mindre enn normalt i 2022, som trolig skyldes stigende kraftpriser (SSB, 2023).



Figur 4 Nyttbart tilsig totalt i Norge per uke. Ukentlig Median (heltrukken linje), nedre og øvre kvartil (skravert området), og årlig middelproduksjon (stiplet linje).

Figur 5 gir en oversikt over behov for kraftimport og -eksport i et normalår i ti regioner: Nord-Norge, Trøndelag, Møre og Romsdal, Vestland, Rogaland, Agder, Vestfold og Telemark, Buskerud, Oslo og Akershus, Østfold og Østfold. De fleste regionene har i dag et kraftoverskudd, indikert i grønt. Vestland, etterfulgt av Nord-Norge og Agder, har det høyeste kraftoverskuddet. Kun tre regioner har et kraftunderskudd i et normalår, indikert med rød skrift i figuren. Oslo og Akershus, landets mest folkerike region, har det største underskuddet, der forbruk hos husholdninger er betydelig.



Figur 5 Kraftoverskudd (grønt, TWh) og kraftunderskudd (rødt, TWh) i hver region.

2.2 Utsikter for kraftbalansen i Norge

Den nåværende situasjonen, med et stabilt kraftoverskudd, er imidlertid ikke forventet å vedvare. I august 2023 presenterte NVE sin analyse av kortsiktig kraftbalanse mot 2028 (NVE, 2023). Selv om NVE forventer en positiv kraftbalanse i perioden, anslår de også at produksjonsveksten vil være begrenset, med en økning på bare 5 TWh fra 2021 til 2028, drevet av vind- og solkraft. Samtidig forventes et raskere økende forbruk, med en økning på 18 TWh i samme periode. Økt elektrifisering av petroleumsindustrien og transportsystemet, samt etablering av batterifabrikker og datasentre, vil bidra til denne økningen. Basert på høy forbruksvekst og lav produksjonsvekst i analysen, forventes Norge å ha et kraftoverskudd på 4 TWh om fem år. NVE påpeker samtidig betydelig usikkerhet knyttet til forbruksveksten og utbyggingstakten av solkraft, og det er mulig at kraftbalansen kan nærme seg null innen 2030.

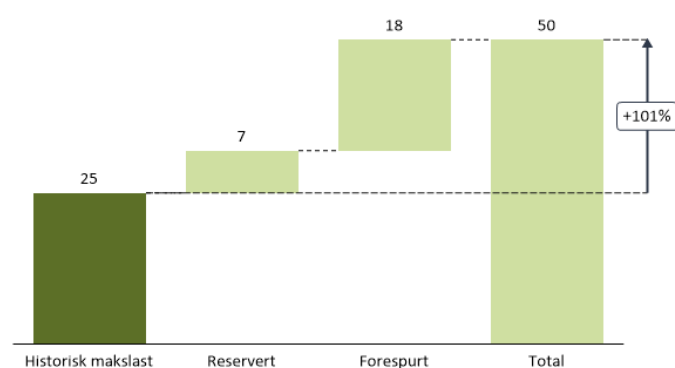
Statnett presenterte i september 2023 sin kortsiktige kraftmarkedsanalyse som estimerer en svekket kraftbalanse som i 2028 forventes å være null. I likhet med NVE peker analysen på at kraftbalansen hovedsakelig vil bli bestemt av veksttaket i kraftforbruket. Det er knyttet stor usikkerhet til hvordan forbruket vil utvikle seg frem mot 2028 og Statnetts scenario for lav og høy forbruksvekst gir et spenn i kraftbalansen på 12 til -7 TWh i 2028. For produksjonsveksten er derimot utfallsrommet mye mindre frem mot 2028, som følge av lange

ledetider for ny produksjon. Ettersom produksjonen er væravhengig, kan den variere betydelig fra år til år. Tørre år kan gi en negativ kraftbalanse, selv i et scenario med lav forbruksutvikling.

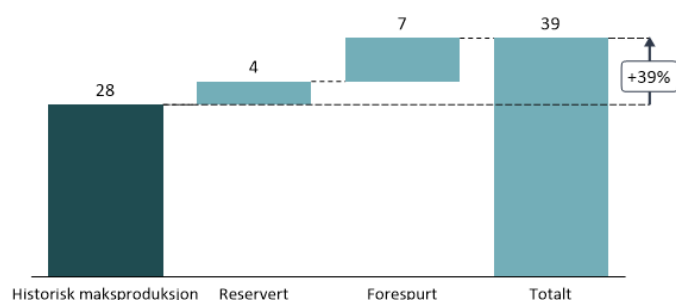
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett

Statnett, som er ansvarlig for drift og utvikling av det norske kraftnettet, må godkjenne tilknytninger over 1 MW. Statnett har dermed en oversikt over alle tilknytningsforespørsler av en viss størrelse og modenhet, som kan gi en indikasjon på fremtidens kraftbehov.

I Figur 7 og **Error! Reference source not found.** vises historisk makslast av forbruk og produksjon sammen med tilknytningsforespørlene som ligger hos Statnett. Tilknytningsforespørlene³ er det delt opp i «reservert» og «forespurt», som skiller på om forespørselen har fått reservert plass i eksisterende eller planlagt nett, eller ikke. På forbrukssiden utgjør samlet etterspurt kapasitet rett over 25 GW, som er noe mer enn dagens makslast. Litt mindre enn én tredjedel av disse forespørlene har allerede fått reservert kapasitet. På produksjonssiden har Statnett mottatt forespørsler for totalt nesten 11 GW. Litt mer enn én tredjedel av dette har fått reservert kapasitet, hvilket blant annet inkluderer havvind fra Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord.



Figur 6: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra forbrukere (GW).



Figur 7: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra produsenter (GW).

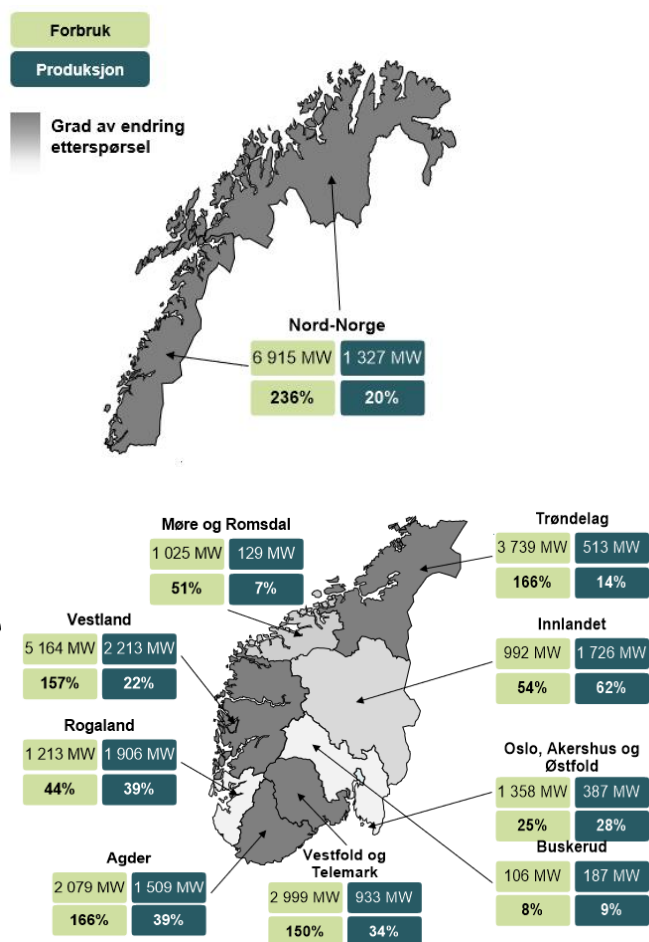
Etterspurt kapasitet dreier seg hovedsakelig om installert effekt i kraftverket. Produksjonskilder generer strøm til ulike tidspunkt gjennom døgnet/året så den totale installerte kapasiteten vil sannsynligvis ikke bli maksimalt utnyttet på samme tidspunkt. En summering av historisk makslast og etterspurt effekt blir av den grunn trolig ikke fremtidig makslast, selv om alt som er etterspurt blir realisert. Til tross for at figurene ikke viser fremtidig makslast indikerer tilknytningsforespørlene, i tråd med Statnetts langsiktige markedsanalyse og NVEs kortsiktige analyse, at det historiske kraftoverskuddet i Norge vil avta og muligens snu til kraftunderskudd.

2.4 Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge

I Figur 8 ser man hvordan tilknytningsforespørlene fordeler seg i Norge. Fargegraderingen av regionene indikerer størrelsen på tilknytningsforespørlene, sett mot dagens makslast for forbruk og installert effekt for produksjon. Felles for de mørkeste regionene, altså regionene med høyest forespurt kapasitet, er at forespørlene fra forbruk er større enn dagens makslast. Det vil si at om alle som ønsket tilknytning ble tilknyttet og brukte den tilknyttede kapasiteten sin fullt ut til enhver tid, vil makslasten i nettet mer enn dobles. Et annet fellestrekk for disse regionene er at forespørlene etter kapasitet fra produsenter er langt lavere enn for forbrukere.

³ Statnetts tilknytningsforespørsler per 29. september 2023

At alle som blir tilknyttet nettet utnytter kapasiteten sin fullt ut til enhver tid er derimot lite sannsynlig. I figuren kan man se at det i de fleste regionene vil gi en svært stor økning i forbruk dersom alle forespørselene får tilknytning. På produksjonssiden vil veksten derimot være mer moderat i de fleste regionene.

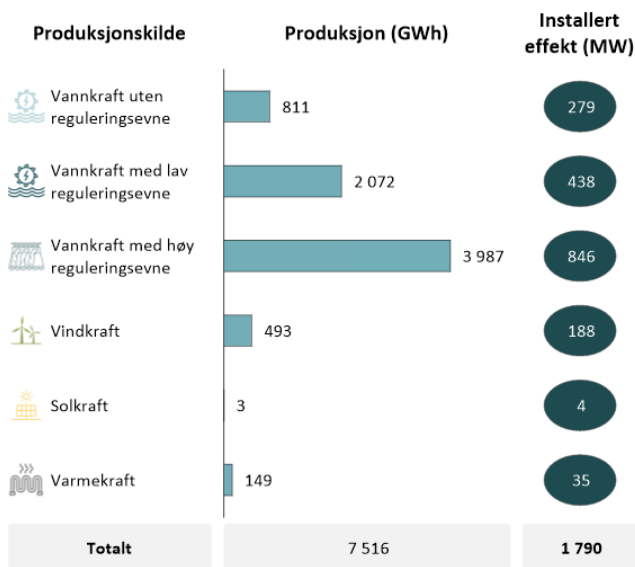


Figur 8 Etterspørsel hos Statnett fordelt per region, for produksjon og forbruk

3 Kraftsituasjonen i Møre og Romsdal

3.1 Kraftproduksjon i Møre og Romsdal

Dagens produksjonskapasitet i Møre og Romsdal gir en forventet årsproduksjon på 7 500 GWh. Figur 9 viser at kraftproduksjonen i Møre og Romsdal hovedsakelig er dekket av vannkraft. Samtidig er det noe vindkraft og varmekraft, som samlet utgjør omtrent en tiendedel av vannkraftproduksjonen (NVE, 2023). Solkraft utgjør kun en ubetydelig andel (NVE, 2023). Vi skiller mellom vannkraft med høy, lav eller ingen reguleringsevne. Spesielt for Møre og Romsdal er en høy andel produksjon fra vannkraftverk med høy reguleringsevne, som utgjør omtrent 60 prosent. Vannkraft med høy reguleringsevne bidrar til en høyere grad av forutsigbarhet i kraftsystemet for Møre og Romsdal.

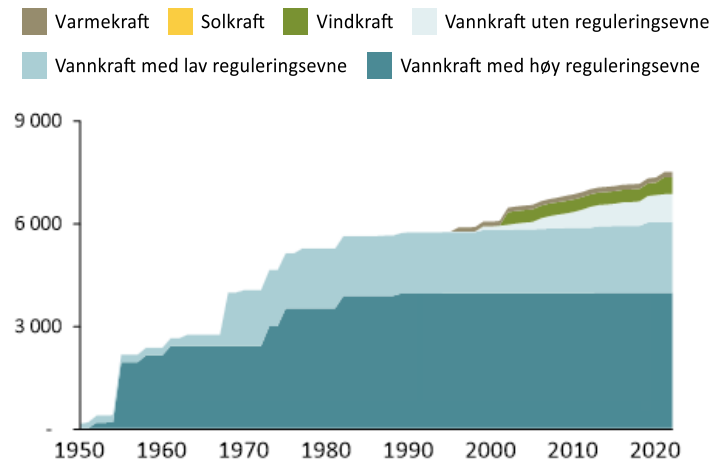


Figur 9 Oversikt over middelproduksjon og installert effekt i Møre og Romsdal



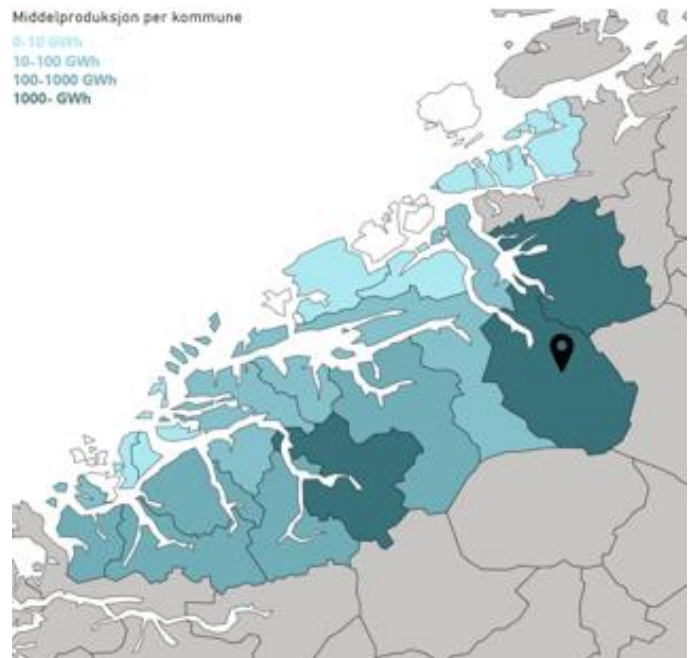
Figur 10 viser historisk årsproduksjonen i Møre og Romsdal for perioden 1950 til 2022. Figuren viser at det var en stor utbygging av vannkraft fra midten av 1950-tallet frem til 1980-tallet. Fra 1980-tallet har utviklingen av kraftproduksjon vært mer moderat,

og ny kraftproduksjon har i stor grad kommet fra uregulerbare produksjonskilder som elvekraft og vindkraft.



Figur 10 Utvikling i kraftproduksjon i Møre og Romsdal (GWh).

Kraftproduksjonen i Møre og Romsdal er fordelt på flere kommuner. Figur 11 viser at tre kommuner har en forventet årsproduksjon fra vannkraft på over 1 000 GWh. Sunndal har høyest vannkraftproduksjon (2 648 GWh per år), etterfulgt av Fjord (1 201 GWh per år) og Surnadal (1 013 GWh per år).



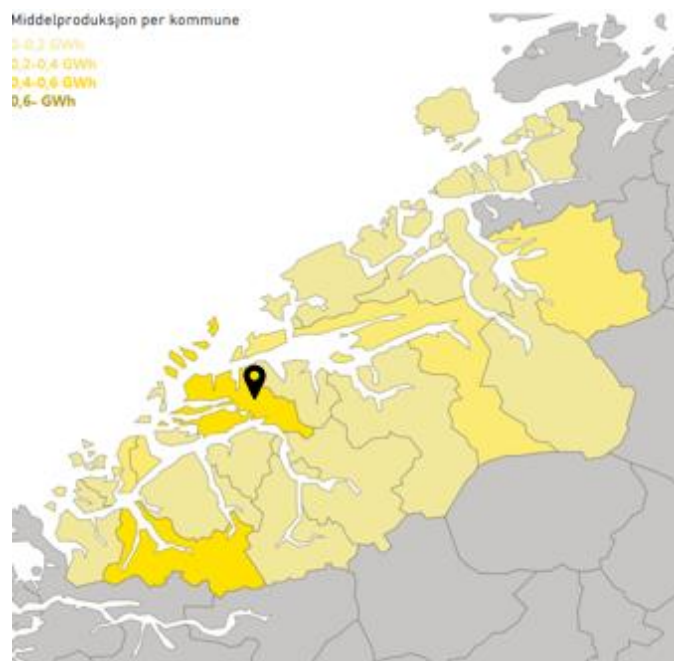
Figur 11 Produksjon av vannkraft for kommuner i Møre og Romsdal.

Figur 12 viser at det er to kommuner i Møre og Romsdal med vindkraft. Av disse to kommunene har Smøla høyest årlig produksjon, med 356 GWh i et normalår. I Ålesund har vindkraftverkene på Haram og Sandøy en forventet årlig produksjon på 137 GWh.



Figur 12 Produksjon av vindkraft for kommuner i Møre og Romsdal.

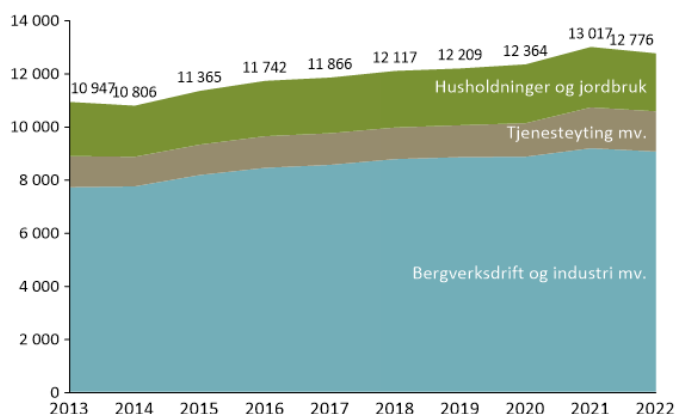
I alle kommunene er det installert noe solkraft, som vist i Figur 13 (NVE, 2023). Mest er det i Ålesund, som samlet har en estimert årlig solkraftproduksjon på 0.56 GWh. Deretter kommer Volda med 0.43 GWh. Volumene er imidlertid svært små sammenlignet med forventet årsproduksjon fra vannkraft.



Figur 13 Produksjon av solkraft for kommuner i Møre og Romsdal.

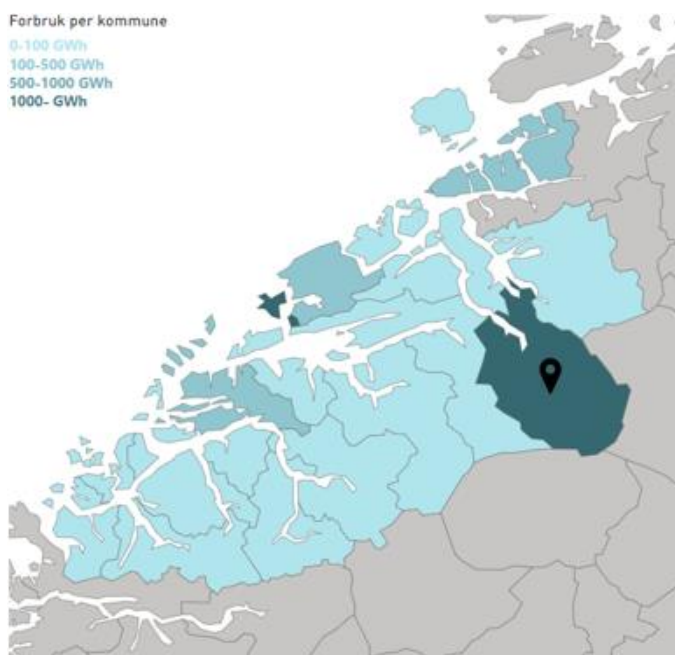
3.2 Kraftforbruk i Møre og Romsdal

I 2022 hadde Møre og Romsdal et kraftforbruk på 12 776 GWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023), fordelt mellom husholdninger og jordbruk med totalt 17 prosent, tjenesteyting med 12 prosent, og industri med 71 prosent. Møre og Romsdal er med det den regionen i Norge hvor andelen kraftforbruk til industri er høyest. Figur 14 viser kraftforbruket i Møre og Romsdal i perioden fra 2013 til 2022. Totalt kraftforbruk har hatt en jevn stigning siden 2013. Oppgangen har i stor grad vært drevet av økt kraftforbruk fra industrien, som fra 2013 til 2022 økte forbruket med 17 prosent



Figur 14 Utvikling i kraftforbruk i Møre og Romsdal (GWh).

Figur 15 viser industrielt kraftforbruk per kommune i 2022. To kommuner hadde industriforbruk over 1 000 GWh: Sunndal (6 158 GWh) og Aukra (1 575 GWh).



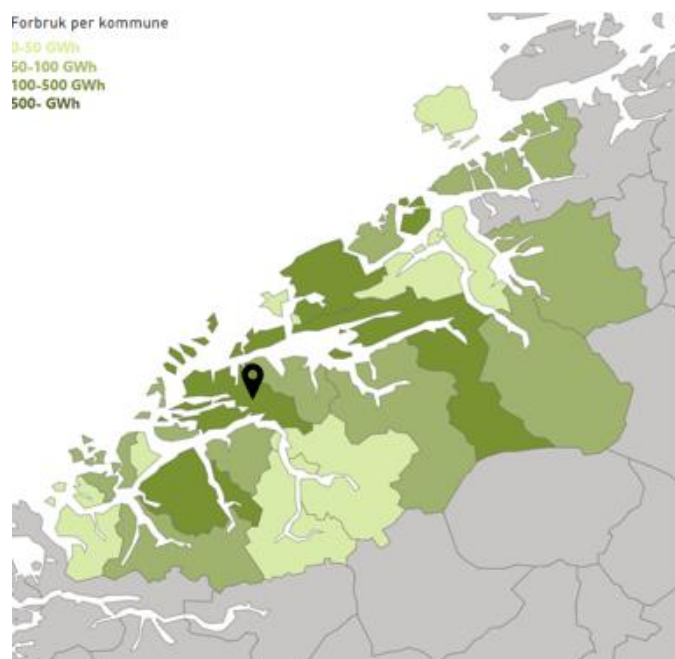
Figur 15 Kraftforbruk fra industri for kommuner i Møre og Romsdal

Kategorien «tjenesteyting» omfatter forbruk fra transport og lagring, bygg og anleggsvirksomhet og annen tjenesteyting. Figur 16 viser at det i 2022 var fire kommuner med forbruk over 100 GWh fra tjenesteyting. Kommunene med høyest forbruk innen denne kategorien var: Ålesund (340 GWh), Hustadvika (293 GWh), Molde (191 GWh) og Kristiansund (140 GWh).



Figur 16: Kraftforbruk fra tjenesteyting for kommuner i Møre og Romsdal.

Figur 17 viser forbruk fra husholdninger og jordbruk i 2022. Ålesund hadde det høyeste forbruket innen kategorien, med 477 GWh. Etter Ålesund fulgte Molde og Kristiansund med henholdsvis 243 og 175 GWh.

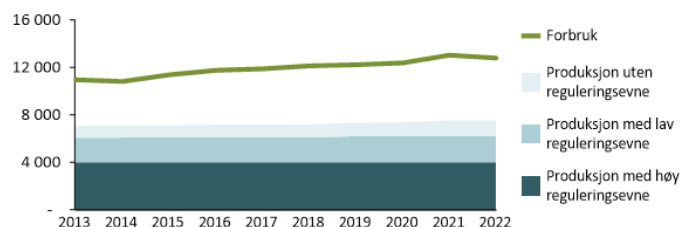


Figur 17: Kraftforbruk fra husholdninger og jordbruk for kommuner i Møre og Romsdal

3.3 Kraftimport og -eksport behov

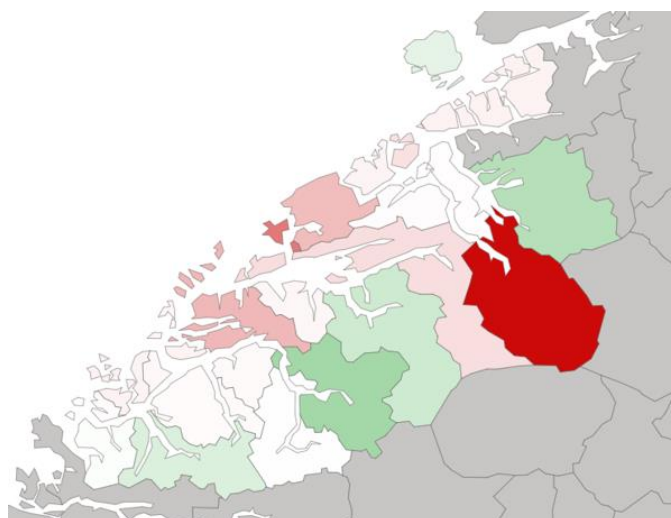
Vi har sammenlignet forventet årsproduksjon med årlig kraftforbruk. Differansen gir et bilde på importbehovet eller eksportmulighetene. Kraftproduksjonen vil imidlertid variere fra år til år. Forventet årsproduksjon er basert på midlet tilsigsdata fra perioden 1991-2020 (NVE, 2022). I tillegg vil kraftproduksjonen og kraftforbruket variere innad i året. Et typisk tilsigsmønster er vist tidligere i Figur 4.

Figur 18 viser utviklingen av forventet årsproduksjon, fordelt etter reguleringssevne, og historisk kraftforbruk i Møre og Romsdal for perioden 2013 til 2022. Gjennom hele perioden fra 2013 til 2022 har middelproduksjonen vært betydelig lavere enn forbruket og i 2022 var differansen mellom middelproduksjon og forbruk omtrent 5 500 GWh. Etter Oslo og Akershus, er Møre og Romsdal den regionen i landet med størst kraftunderskudd. Produksjon fra kraftverk med lav reguleringssevne kan gi produksjonsoverskudd i svært korte perioder av året, men på årsbasis vil regionen være avhengig av å importere kraft for å dekke forbruket.



Figur 18 Utvikling i middelproduksjon og forbruk av kraft i Møre og Romsdal (GWh).

Figur 19 gir en oversikt over differansen mellom forventet årsproduksjon og forbruk i 2022 per kommune. Grønne kommuner betyr at middelproduksjonen i kommunen var høyere enn forbruket i 2022. Røde kommuner betyr at forbruket i 2022 var høyere enn middelproduksjonen. Fargestyrken indikerer størrelsen på differansen. I Møre og Romsdal er det både kommuner med stort overskudd og kommuner med stort underskudd. Overskuddskommunene ligger gjerne innenlands, mens underskuddskommunene generelt ligger langs kysten, med ett stort unntak. Kommunene med størst absolutt differanse i 2022 var, i synkende rekkefølge, Sunndal (-3 584 GWh), Aukra (-1 628 GWh), Fjord (+1 142 GWh), Surnadal (+911 GWh), og Ålesund (-861 GWh).



Figur 19 Kraftoverskudd (grønt) og kraftunderskudd (rødt) for kommuner i Møre og Romsdal.

4 Nettsituasjonen i Møre og Romsdal

Norge er delt inn i 17 utredningsområder for regionalnettet. I tillegg er transmisjonsnettet definert som et eget utredningsområde. For hver region har NVE utpekt en utredningsansvarlig. Den utredningsansvarlige har ansvar for å koordinere arbeidet med de langsiktige kraftsystemutredningene. Utredningen resulterer i en rapport som publiseres annet hvert år. Rapporten gir oversikt over utviklingen i kraftforbruket, kraftproduksjonen og nettet. Den utredningsansvarlige er som regel det største nettselskapet som opererer og eier en stor andel av regionalnettet i området. Utredningsområdene kan avvike fra regiongrensene. En region kan dermed bestå av en eller flere utredningsområder, og et utredningsområde kan være fordelt over flere regioner. Møre og Romsdal er kun omfattet av ett utredningsområde, der Elinett er utredningsansvarlig. Det arbeides med endringer i forskrift om kraftsystemutredninger og krav til utredningene endres fra 2024.

4.1 Tilknytnings saker i Møre og Romsdal

Tilknytnings saker fra nettselskapene i Møre og Romsdal ≥ 1 MW er kartlagt basert på informasjon mottatt fra hhv. Statnett og utredningsansvarlig for regionalnettet (Elinett). Alle tilknytnings saker ≥ 1 MW må avklares med berørt netteier i regionalnettet og med Statnett. Både dagens situasjon og forespørsler om nye nettilknytninger har blitt kartlagt. Hver tilknytningsforespørsel har blitt tilordnet en av fire kategorier. Kategoriene gir en gradering av hvor i prosessen tilknytningsforespørslene ligger. Følgende fire kategorier er benyttet:

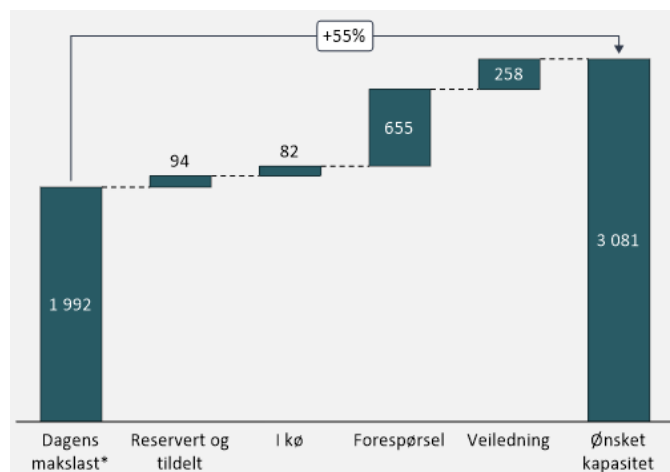
- Reservert og tildelt: Kunden er vurdert som moden har fått tildelt kapasitet i eksisterende nett eller reservert kapasitet i planlagt nett.
- I kø – moden: Kunden er vurdert som moden, men det er ikke ledig kapasitet i eksisterende eller planlagt nett. Kunden stilles i kø.

- Forespørsel
- Veiledning: Kunden har ikke sendt inn en søknad til nettselskapet, men kontaktet nettselskapet om en eventuell søknad.

4.1.1 Elinett sitt utredningsområde

Elinett foretok i april 2023 en kartlegging av tilknytnings saker ≥ 1 MW hos nettselskapene i Møre og Romsdal til arbeidet med regional kraftsystemutredning. Resultater fra kartleggingen er sammenstilt i Figur 20, og omfatter 105 saker med lokalisering i Møre og Romsdal. Tilknytninger som allerede er idriftsatt inngår ikke i reservert og tildelt kapasitet. Tilknytninger direkte i transmisjonsnettet inngår heller ikke.

Figuren viser bl.a. størrelsesforholdet mellom dagens makslast og tre kategorier for tilknytningsforespørsler. Summen av tilknytningsforespørsler tilsvarer en 58 prosent økning fra dagens makslast⁴.



Figur 20: Dagens makslast og tilknytningsforespørsler hos Elinett (MW).

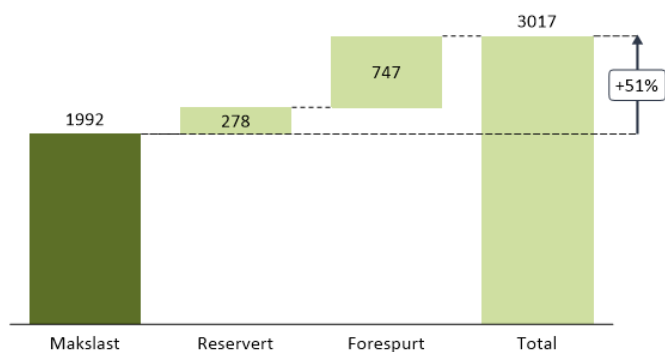
Makslasten representerer en summering av det høyeste målte forbruket i løpet av én time per område i utredningsområde

⁴ Spørreskjema ble besvar 22. juni 2023

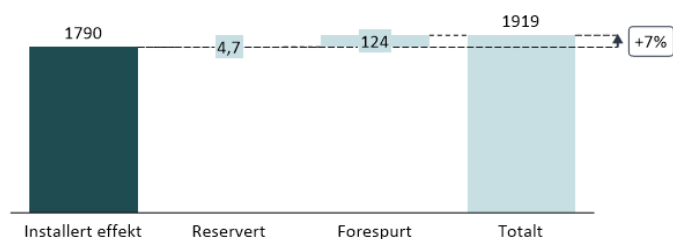
vinteren 2020/2021. Derfor er makslasten ikke nødvendigvis lik nettets kapasitet, som kan være lik eller høyere enn makslasten. For tilknytningsforespørsler er det kundenes maksimale last som er oppgitt, og den trenger ikke nødvendigvis oppstå på samme tidspunkt som områdets maksimallast. I praksis kan en få en viss sammenlagring som gjør at ny total blir lavere enn det som er vist. En ren sammenligning mellom dagens makslast og den etterspurte kapasiteten gir derfor ikke en helt presis beskrivelse av fremtidig nettbehov, men en indikasjon på forholdet mellom nåværende situasjonen og fremtidige behov. Svært lite av den forespurte kapasiteten har blitt reservert i dagens eller planlagt nett, noe som tilsvarer rett over 8 prosent av tilknytningsforespørselene

4.1.2 Tilknytningsaker hos Statnett

Figur 21 og Figur 22 viser status for forespørsler meldt til Statnett for henholdsvis nytt forbruk og ny produksjon pr. september 2023. Tilknytningsaker for forbruk meldt til Statnett tilsvarer 51 prosent økning fra dagens makslast. På produksjonssiden er veksten svært lav. Tilknytningsaker for produksjon meldt til Statnett vil kun øke total installert effekt med rundt 7 prosent. Videre er mesteparten av denne kapasiteten forespurt, men ikke reservert.



Figur 21: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Møre og Romsdal (MW).



Figur 22: Tilknytningsforespørsler for produksjon hos Statnett i Møre og Romsdal (MW).

4.2 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionale nettselskap

Det er noe avvik mellom tilknytningsaker rapportert til Statnett og regionalt nettselskap Elinett. Totalt reservert kapasitet for forbruk avviker med 184 MW. Avviket kan skyldes:

- **Informasjonssymmetri:** Statnetts har til behandling alle tilknytningsaker med tilstrekkelig modenhet ≥ 1 MW, og skal dermed ha løpende oppdatert oversikt over slike saker. Statnetts oversikt innhentet september 2023. Elinett behandler kun tilknytningsaker i eget forsyningsområde, som bare utgjør en mindre del av Møre og Romsdal og Elinetts oversikt for fylket er basert på en statuskartlegging i april 2023 i forbindelse med arbeidet med regional kraftsystemutredning.
- **Informasjonsflyt:** Aktører som melder inn behov vil starte kontakten tidlig med nettselskapet i regionen det gjelder. Avhengig av modenhet kan det ta tid før saken meldes til Statnett
- **Forespørsler direkte til Statnett:** Noen få aktører knytter seg direkte på transmisjonsnettet. Disse sakene vil ikke vises i de regionale nettselskapenes tall og kan skape avvik.

I Møre og Romsdal er det stort avvik av reserverte tilknytningsforespørsler for forbruk mellom Statnett og nettselskapet – Elinett. Dette skyldes bl.a. at reservert kapasitet i Statnetts oversikt også inkluderer tilknytningsaker som helt eller delvis er idriftsatt, mens Elinetts oversikt ikke gjør det, og at Elinetts oversikt ikke inkluderer saker med direkte tilknytning i transmisjonsnettet. Videre er tallene fra Elinett fra april, mens tallene fra Statnett er fra september. Ettersom

tilknytningsforespørlene er øyeblikksbilder, kan tidspunktene gi forskjeller mellom Statnett og Elinett sin rapportering.

4.3 Statnetts områdeplan

Statnett har etablert ti områder som de annethvert år utvikler en områdeplan for (Statnett, 2023). Dette er en ny ordning og første sett med områdeplaner ble utarbeidet 2022/2023. Områdeplanen har som mål å gi Statnett og deres samarbeidspartnere en tydeligere og mer forutsigbar nettutvikling og mer effektiv prosjektgjennomføring. I rapporten per område gir Statnett en oversikt over dagens kraftsystem, et målnett som legger til rette for nullutslipp i 2050 og pågående og planlagte tiltak i nettet.

I områdeplanen *Sogn til Sunnmøre* omtaler Statnett blant annet nettsituasjonen på Sunnmøre. Statnett viser til at det er store planer knyttet til elektrifisering av oppdrettsanlegg, sjøtransport og datasentre i dette området. Av forespørlene som har kommet til Statnett (per februar 2023) har omtrent 150 MW fått reservert kapasitet, mens 140 MW har fått beskjed om at det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte kunden i dagens nett. Dette skyldes begrensninger i regionalnettet og transformeringskapasitet mellom regionalnett og transmisjonsnett.

Nordre del av Møre og Romsdal (Nordmøre og Romsdal) er dekket av Statnetts områdeplan *Midt*, som også dekker Trøndelag. Statnett peker her på at forbruket i stor grad knytter seg til industrielt forbruk, med enkelte store forbrukspunkter. Blant annet har regionene Norges største forbrukspunkt i Hydro sitt aluminiumsverk i Sunndal. En utfordring i området er at mye av det industrielle forbruket går jevnt igjennom året, samtidig

som produksjonen i Midt-Norge har en stor andel variabel kraftproduksjon. I perioder med lite vind kan det være et stort effektunderskudd i området og Statnett viser til at man i en periode med svært høyt forbruk kun vil være i stand til å dekke 80 prosent av effektforbruket i området.

Nordmøre og Romsdal har begrenset kapasitet. Dette skyldes:

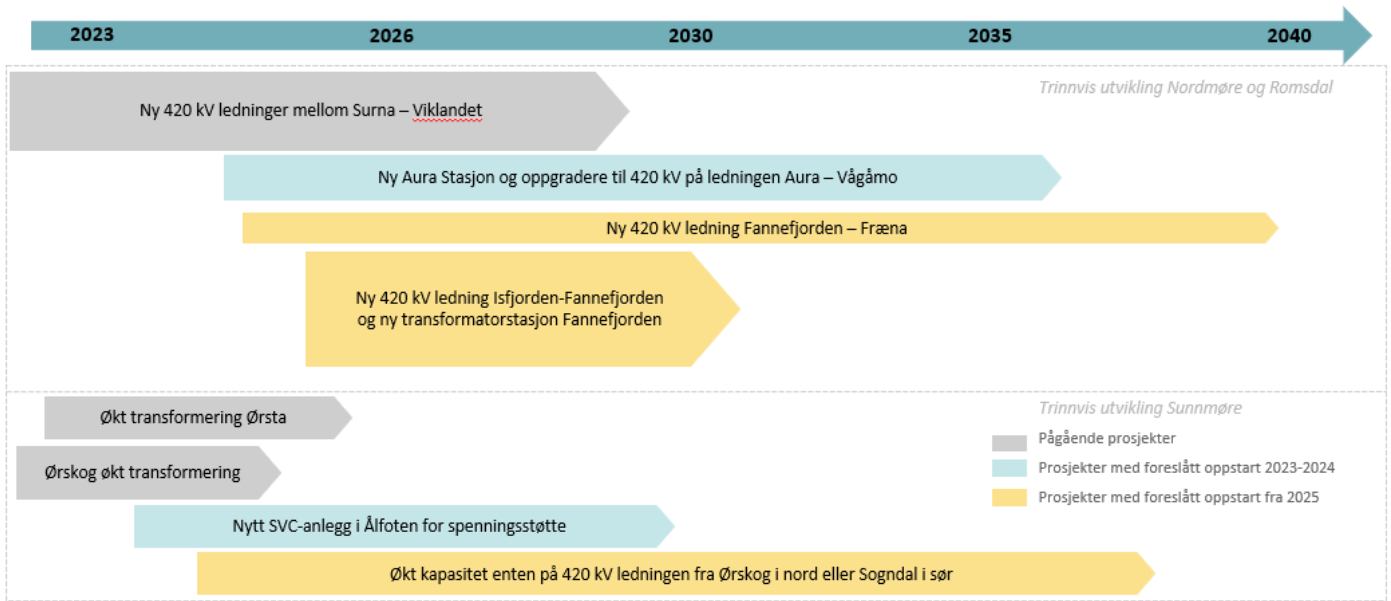
- Ensidig 420 kV forsyning til ytre områder (radial), med begrenset reserve gjennom regionalnettet (i første rekke deler av regionalnettet som ble omklassifisert fra transmisjonsnett til regionalnett fra 1.1.2023)
- Begrensninger i transformator kapasitet mellom transmisjonsnett og regionalnett.

I arbeidet med områdeplan Midt har Statnett avdekket en felles flaskehals for hele prisområde NO3, som vil få betydning ved videre vekst i forbruket i hele dette området.

Informasjon gitt til nettselskapene (ikke en del av områdeplanen): Forespurt kapasitet til forbruk i NO3 ligger langt over det som er tilgjengelig ut fra Statnett estimerte importkapasitet til området

For å sikre kapasitet til forbruksvekst i Møre og Romsdal har Statnett iverksatt og planlagt en rekke tiltak, som er oppsummert i Figur 23. Tiltakene dreier seg om oppgradering og utbygging av ledninger og stasjoner.

LO og NHO – Kraftløftet – Møre og Romsdal



Figur 23: Planlagte og pågående prosjekter i transmisjonsnettet i Møre og Romsdal.

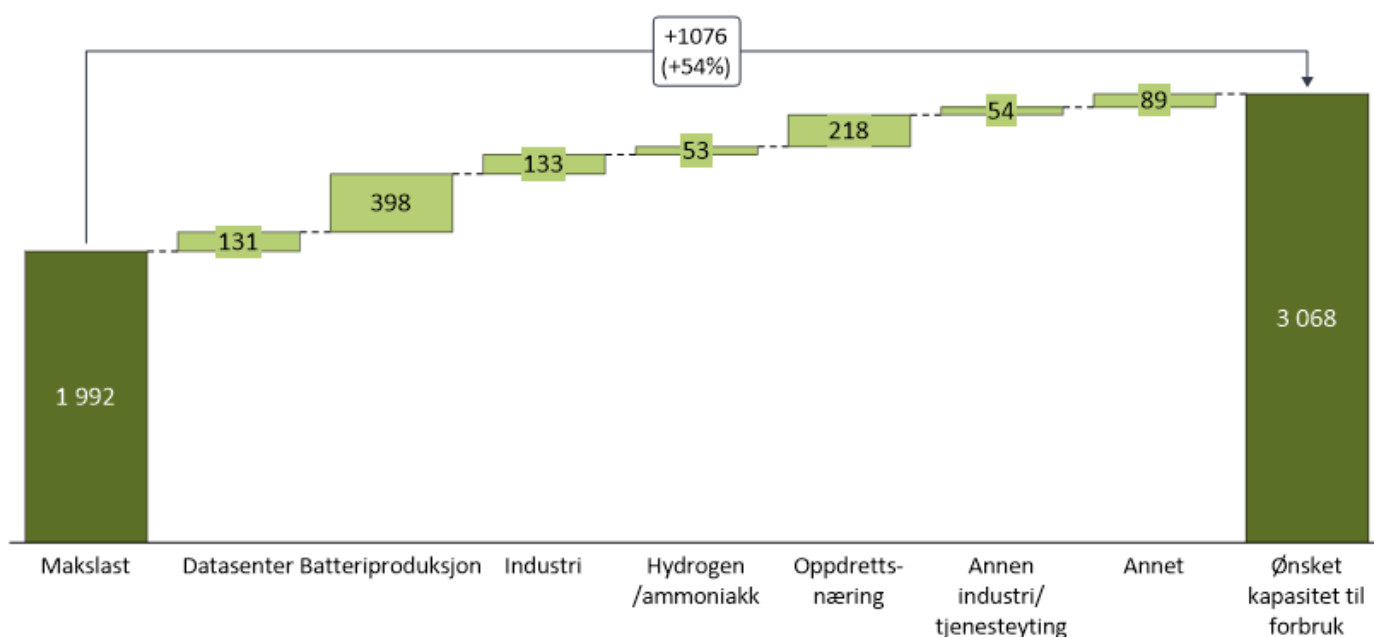
5 Forbruksutvikling

5.1 Forbruksutvikling i Elinett sitt utredningsområde

I Elinetts utredningsområde for Møre og Romsdal er det en ønsket kapasitet til forbruk på 1 076 MW. Tilknytningsforespørlene er ikke kun hos Elinett, men fra alle nettselskapene i Møre og Romsdal. Elinett samlet inn data på tilknytningsforespørsler på 1 MW og over i april 2023 til arbeidet med regional kraftsystemutredning, og i Figur 24 er disse forespørlene summert opp og fordelt på ulike

forbrukskategorier. Dagens makslast er 1 992 MW⁵, og etterspørselen til forbruk utgjør en økning på 58 prosent av dagens forbruk. Tilknytningssakene inkluderer ikke lastøkninger og tilknytninger under 1 MW, som kommer i tillegg.

Den største delen av etterspørselen kommer fra batteriproduksjon, etterfulgt av fiskeri. I tillegg er det i prosjektet identifisert en rekke ytterligere aktører som ønsker kapasitet til forbruk som ikke er meldt inn til nettselskapet.



Figur 24 Tilknytningsforespørler for forbruk hos Elinett sitt utredningsområde, fordelt på forbrukskategori (MW).

5.2 Forbruksutvikling i Statnetts tilknytningssaker

Innmeldte tilknytningssaker hos Statnett for forbruk i Møre og Romsdal utgjør 1 025 MW. Antar man en gjennomsnittlig brukstid på 5 000 timer til forbruk tilsvarer etterspørselen et økt

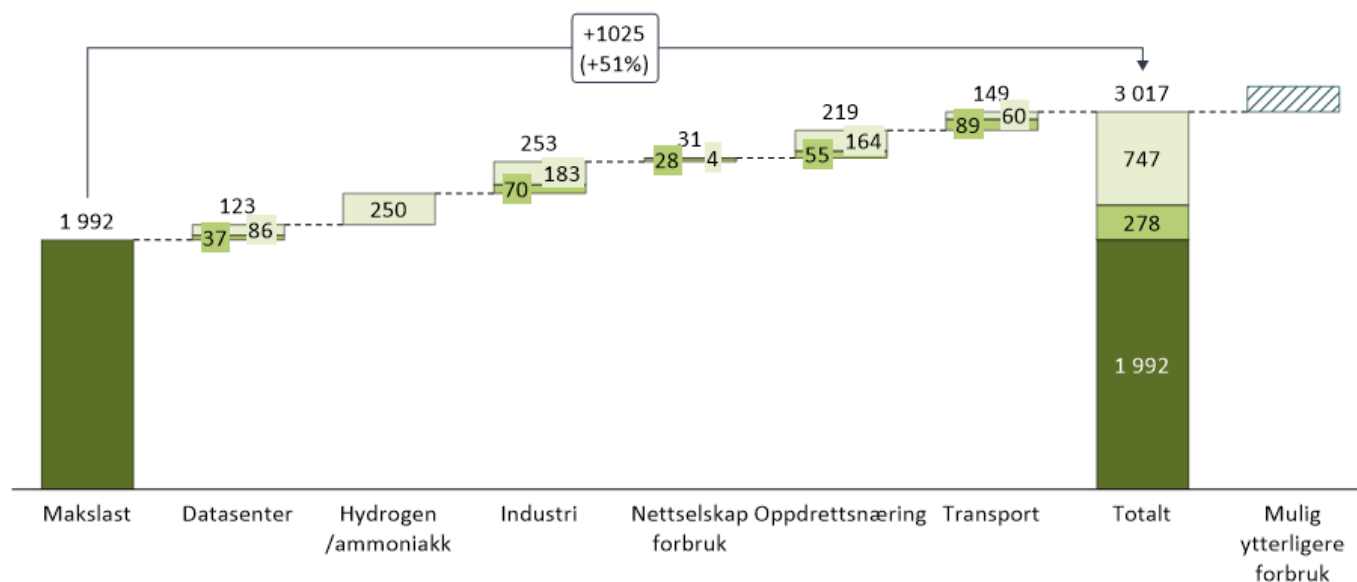
forbruk på 5,1 TWh. Figur 25 viser etterspørsel etter kapasitet fra de ulike forbrukerne i Møre og Romsdal. Etterspørselen tilsvarer en økning på 51 prosent fra dagens makslast til totalt forespurt kapasitet. Foreløpig er kun 278 MW av dette reservert. Den største etterspørselen ligger i industrien, med et kapasitetsønske på 253 MW, hvor litt under en tredjedel er

⁵ *Baseres på høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik topplasten

reservert. Oppdrettsnæringen har også stor etterspørsel på 219 MW, hvorav kun 55 MW er reservert.

av mange grunner, blant annet at Elinett sine tall er fra april og Statnett sine er fra september.

Etterspørselen hos Statnett avviker kun med 51 MW fra Elinetts etterspørsel. Dette avviket kan, som nevnt i kapittel 4.2, komme



Figur 25 Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Møre og Romsdal fordelt på forbrukskategori (MW).

5.3 Kraftbehov utover det som er meldt inn til nettselskapene i Møre og Romsdal

Innspill fra forbrukere og andre aktører i Møre og Romsdal viser at det er ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene. Utover tallene som er innmeldt til Statnett og nettselskapene har prosjektet avdekket noe forbruk som ønsker tilknytning til nettet uten å ha meldt inn behovet. Det kan være flere grunner til at disse sakene enda ikke er meldt inn, og disse sakene er kjennetegnet av følgende kategorier:

- **Fremdeles til utredning og ikke modent til å meldes inn:** Prosjekter i tidlig fase som er under utredning og dermed ikke er modent nok til å melde inn behovet. Nye forretningsområder for gjenvinning eller effektivisering som vil kreve et kraftbehov
- **Får beskjed om at det er fullt i nettet:** Aktørene som ønsker å koble seg til nettet blir møtt med beskjeden om at det er fullt og ikke plass til tilkobling. Usikkerheten rundt når det eventuelt blir plass gjør at

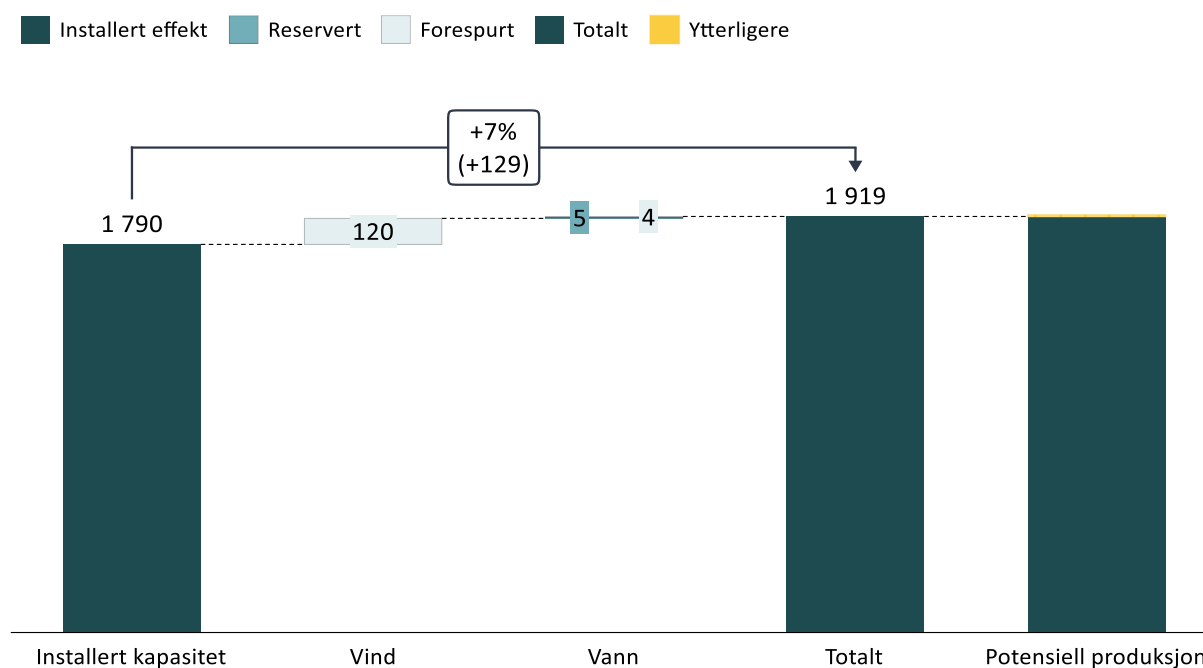
flere ikke melder sitt behov, da de er usikre på om de vil gjøre den nødvendige investeringen

- **Aktører vet ikke at behov kapasitet må meldes inn:** Man har ikke vært klar over at behovet for tilkobling til nettet bør meldes inn tidlig og at det i flere områder kan ta lang tid å bli tilkoblet. Prosjekter har ikke blitt meldt inn da det har vært en forventning om at man vil få tilkobling når man ønsker det

6 Produksjonsutvikling

I Møre og Romsdal er det forespurt kapasitet på 129 MW til produksjon, både til vindkraft og vannkraft. Fordelingen på produksjonskategori og modenhetsstadium er vist i Figur 26. Kun 5 MW av den etterspurte kapasiteten har fått plass i nettet. Den største etterspørselen kommer fra vindkraft, men her er det ingen kapasitet som har fått tildelt plass i nettet pr nå. Dersom man antar 5 000 brukstimer for vannkraft og 3 000 for vindkraft (se forklaring i kapittel 1) vil den etterspurte kapasiteten samlet gi en økt årlig produksjon på 405 GWh. Dette tilsvarer omtrent 7 prosent økning fra dagens kraftproduksjon.

I tillegg til det som er meldt inn til Statnett, har prosjektet fått innspill fra produsenter om prosjekter som er under utvikling i



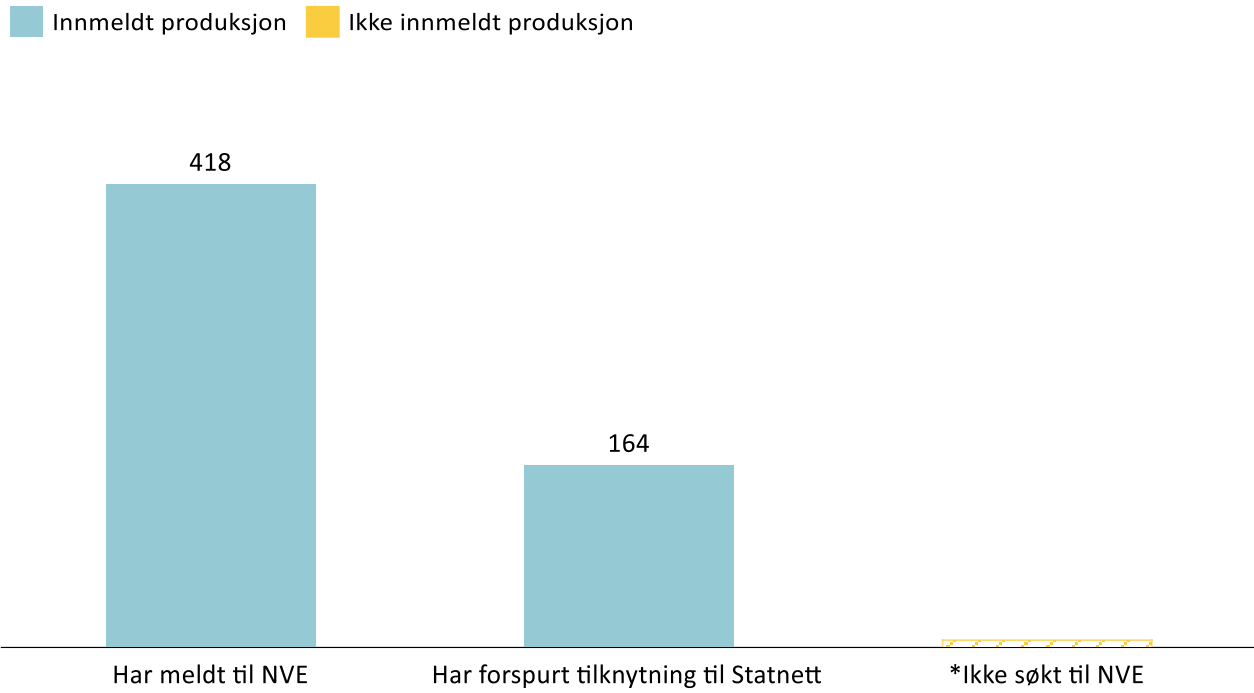
Figur 26 Tilknytningssaker hos Statnett til produksjon i Møre og Romsdal (MW).

6.1 Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet

Det er stor usikkerhet i hvor mye produksjonskapasitet som kan komme mot 2030, og det er et avvik mellom hva som er rapportert av ny produksjon hos Statnett og NVE.

ulike stadier av modenhet, vist som gult, skravert område i Figur 26. Kartleggingen for Møre og Romsdal viser at det er få konkrete prosjekter i regionen for å bygge for å kraft. Det skraverte området viser ikke et eksakt tall for hvor mye som vil bygges ut, men det sier noe om omfanget på interessen for utbygging i regionen. Vi har ikke fått svar fra alle produsenter og det er viktig å påpeke at listen ikke er uttømmende, men viser at det er lite engasjement for utbygging av ny kraft i regionen sammenlignet med andre regioner i Norge.

I tillegg har THEMA fått innspill på prosjekter som ikke er konsesjonssøkt til NVE og sannsynligvis ikke til Statnett. Dette sammen med tallene som er rapportert er for øvrig veldig lite, under 10 MW. Usikkerheten er illustrert til de ulike kildene i Figur 27. Selv om det er stor usikkerhet i tallene ser vi likevel at interessen for å bygge ut produksjon i Møre og Romsdal er svært lav, og det er meldt inn svært lite kapasitet sammenlignet med andre regioner i Norge.



Figur 27 Innmeldt kapasitet og mulig kapasitet som ikke er meldt inn i Møre og Romsdal (MW).

7 Case

Dette kapitlet viser utvalgte situasjoner hvor bedrifter/ lokal samfunn står ovenfor utfordringer med å omstille seg til lavutslipp og eller utvide sin virksomhet. Casene under viser at vi allerede nå opplever konsekvenser som følge av manglende kraft og nettutbygging.

7.1 Geiranger

Geirangerbygda har omtrent 250 fastboende, men er en stor turistattraksjon i sommerhalvåret med opp mot 10 000 turister på enkeltdager.

Dagens strømtilførsel inn til Geiranger er fullt utnyttet, og tiltak er nødvendig for å gi noe økt nettkapasitet. Slike tiltak er under planlegging og utførelse. Reaktiv nettutvikling forsinker utvikling av destinasjonen. Hotel Union har bygd leiligheter til sine ansatte, men manglende nettkapasitet gir for lav kapasitet til bygget. Samtidig foregår det utbygging andre steder i bygda. Geiranger forsynes av et langstrakt 22 kV nett, og dagens makslast i bygda er omtrent 2 MW.

I 2021 ble det i Stortinget vedtatt utslippsfri ferdsel i Verdensarvområdet. For å kunne gjennomføre dette må det etableres infrastruktur for forsyning av elektrisk kraft til landstrøm til skip, og ladeløsninger for biler og båter i verdensarvfjorden. Flere rederier har etterspurt muligheten for landstrøm, noe som ikke er mulig i dag.

En videre nødvendig elektrifisering i Geiranger er ikke mulig uten ny tilførsel av strøm inn til bygda. Det er søkt i flere omganger til relevante departement, først og fremst Kommunal- Klima- og Miljødepartementet om løyvinger for å kunne etablere landstrømanlegg. Henvendelsene har ikke gitt noe respons.

Å forsyne lade- og landstrømanlegg i størrelsesorden 40 MW, som har vært antydnet, vil kreve omfattende nettutbygging på 132 kV nivå. Lokalpolitisk ønske om at det ikke skal være synlige nettanlegg innenfor verdensarvområdet er kostnadsdrivende, og legger føringer for sjøkabel, eller kabel gjennom retningsboret tunnel. Prislappen er grovt estimert til rundt 600-800 MNOK. For å finne andre løsninger, samarbeides det med vegselskap både lokalt i Geiranger, men også det regionale selskapet Gode vegar (Stranda, Skjåk og Stryn). Det er vurdert en mulighet for å kunne etablere strømforsyningen i

sammenheng med ny RV15 over Strynefjellet med arm til Geiranger (arbeidstittel). Norconsult har gjort en grov vurdering av kostnader knyttet til ei slik løsning; anslagsvis 650 MNOK. Ei slik løsning vil gi radiell forsyning på 132 kV til Geiranger. Vi har selvsagt håpet at etablering av strømforsyning via denne planlagte veitraséen skal være gjensidig mulighetsgjørende, ved at totalregnestykket (altså prisen for to store infrastrukturprosjekter) skal bli netto positivt.

Dette prosjektet viser nytenkning hvor man ser flere infrastruktur prosjekter i sammenheng for å finne nye løsninger som kan sikre utvikling av Geiranger å bidra til reduserte utslipp i verdensarvfjorden.

7.2 Aure

Aure kommune har flere næringsaktører som er helt avhengige av tilgang til mer energi for å kunne utvide og for på kunne gjøre sin aktivitet mer klimavennlig, samtidig som nye næringsaktører også ønsker å etablere seg i kommunen. Et gasskraftverk på Tjeldbergodden fikk i 2006 konsesjon, med vilkår om at det ble installert rensing av avgasser. Teknologien for karbonfangst var på det tidspunktet svært umoden og prosjektet ble derfor aldri realisert. Aure ser nå til nye måter å øke tilgangen på ren energi i kommunen for å legge til rette for klimavennlig næringsutvikling.

Store prosjekter er lite sannsynlig å bli realisert i nærmeste fremtid grunnet lange saksbehandlingstider og folkelig mostand. Kommunen ser dermed til andre løsninger for økt tilgang på ren energi. Et alternativ er mini- og mikrokraftverk. Her har kommunen kartlagt alle vassdrag og estimert årlig produksjon. Utfordringen for disse kraftverkene er å få utbyggingen lønnsom. Skal man ta i bruk ressursene i disse vassdragene vil trolig ikke markedsinntekter være tilstrekkelig til å trigge utbygging, men kreve noen form for investeringsstøtte eller annet subsidie.

Solceller på bygg kan realiseres nokså raskt og gi lokal kraftproduksjon. Enkelte gårdbrukere og huseiere har installert solceller, uten at kommunen har vært en del av prosessen. Aure har ingen støtteordninger eller strategier på installering av solceller per dags dato, men dette kan bli aktuelt. Samtidig har man nasjonale støtteordninger, men her er støtteandelen avtakende. Med sterkere støtteordninger vil man legge til rette

for økt installering av solceller på yrkesbygg og boliger i kommunen.

Bygningsmassen i Aure har trolig et potensiale til å frigjøre noe kraft gjennom energieffektivisering. Aure har til nå ikke kartlagt potensialet i sine bygg, men vurderer å utføre en kartlegging som enkelt får frem energitilstanden i bygg og hvilke gevinster som kan bli realisert ved hvilke tiltak. En slik kartlegging bør fungere som et beslutningsunderlag, der anbefalte tiltak er beskrevet i prioritert rekkefølge etter estimert lønnsomhet. Utførelsen av eventuelle tiltak må ses i sammenheng med ellers nødvendig vedlikehold for å sikre at tiltakene blir utført på rasjonelt vis.

Generelt er det manglende koordinering mellom grønn omstilling av eksisterende industri og ny energiproduksjon. I kommunen er det store planer innen forbruk, men få og små planer innen produksjon. Ny produksjon må på plass for å realisere planene innen forbruk, og da aller helst lokalt. Samtidig kan det nye kraftforbruket avgi spillvarme, som i størst mulig grad bør benyttes for å frigjøre kraft til andre formål. En slik koordinering vil være svært viktig for å sikre en klimavennlig næringsutvikling i Aure kommune og effektiv utnyttelse av energien vi har.

7.3 Vartdal Plastindustri AS

Vartdal Plastindustri AS er et familieeid, norsk selskap med hovedkontor på Vartdal i Ørsta kommune, og har virksomhet i hele landet fra Steigen i nord til Hjelmeland i sør. De produserer og leverer produkter av ekspandert polystyren (EPS) til ulike markeder, i tillegg til å drive betydelig transportvirksomhet. EPS er et lett og isolerende materiale som består av 98% luft og 2% plast.

Noen av produktene som Vartdal Plastindustri AS tilbyr er Ferskfiskemballasje (EPS-kasser som holder fisken fersk og beskyttet under transport og lagring), teknisk emballasje (EPS-løsninger som beskytter varer mot støt, vibrasjon, temperatur og fuktighet), bygningsisolasjon (EPS-plater og formstøpte produkter som isolerer bygninger mot kulde, holder på varme og reduserer støy), skreddersydde løsninger (EPS-produkter som tilpasses kundens spesifikke behov og ønsker) og sirkuleringsløsninger og varetransport.

Vartdal Plastindustri AS har fem heleide og fire deleide fabrikker langs norskekysten, fra Helgeland til Rogaland. Selskapet har også egne transportselskaper som leverer produktene der kundene trenger dem. Vartdal Plastindustri AS er opptatt av miljø og bærekraft, og har ISO-sertifiseringer for kvalitet og miljøstyring. Selskapet jobber også aktivt med innovasjon og utvikling av nye produkter og løsninger i samarbeid med kundene.

Vartdal Plastindustri AS har hatt en tung satsing på å redusere forbruk og CO₂-utslipp fra byggeplass fra bygg- og anleggsnæringen. Vesentlighetsvurderingen viser at det største problemet for bransjen er CO₂ utslipp til atmosfæren. Det er også satset tungt på endringer i forretningsmodellen som medfører innsamling og komprimering av EPS for resirkulering, slik at denne inngår i nye produkter. Vartdal Plastindustri AS ønsker å være i front på utviklingen også i egne produksjonsprosesser – mellom annet i energiløsninger for produksjon av vandamp som er en essensiell faktor i produksjon av EPS.

I 2017 endret Vartdal Plastindustri AS energikilde fra olje til propan med støtte fra Enova. Dette ble klassifisert som en grønn løsning og man forventet at dette skulle være en langsiktig, god løsning. Allerede i 2018 ble det gjort endringer i regelverket, som førte til at det ble lagt CO₂-avgift også på propan. Vartdal Plastindustri AS støtter bruken av CO₂-avgiften som et virkemiddel for omstilling til grønne energikilder, og sitter klare til å legge om til annen grønn energiforsyning i produksjonsprosessene. Den største utfordringen i denne sammenhengen, er at det ikke er tilgjengelig nok elektrisk kraft på de fleste av selskapets produksjonslokalteter. Det er også forbundet med svært høye anleggsbidrag dersom man i det hele tatt skal vurdere å fremføre tilstrekkelig elektrisk kraft.

Dersom norske industribedrifter som ligger utenfor de geografiske områdene med god elektrisk forsyningskapasitet skal bidra i det grønne skiftet, må det gjøres endringer i måten denne energien blir fremført på. Lokaliseringen til norske industribedrifter er ofte historisk betinget – og har blitt investert i og utvidet over tid, der de en gang ble startet opp. Med dagens situasjon er det både konkurransevridende og sentraliserende

når det er store forskjeller i vilkår og kostnader for å få frem elektrisk strøm – i den grad det er mulig i det hele tatt.

8 Tiltak

Møre og Romsdal er en av regionene i Norge mest størst kraftunderskudd. Ser vi fremover er det likevel begrenset med produksjonsplaner, men et stort behov for kraft til vekst og nye tilknytninger av forbruk.. Nettselskapene mottar svært mange forespørsler for tilknytning av forbruk, og særlig for Møre og Romsdal er det svært mye forbruk som ønsker tilknytning sammenlignet med produksjon. Det er begrensninger på flere nettnivåer; regionalnett, transmisjonsnett og distribusjonsnett.

Da mye ønsket forbruk ikke har plass i dagens nett eller med planlagte tiltak i nettet, er det behov for mer produksjon internt i Møre og Romsdal og flere tiltak i nettet hvis planene skal realiseres.

I tillegg til økt kraftproduksjon i regionen, har Møre og Romsdal et stort potensial for energieffektivisering, og utnyttelse av alternative energikilder slik som spillvarme eller geotermisk varme for å avlaste strømmettet. Dette er viktige bidrag for å sikre at regionen har nok kraft til å kutte klimagassutslipp og samtidig bevare og skape nye arbeidsplasser.

For å sikre nok krafttilgang må Møre og Romsdal:

1. Styrking av energieffektiviseringstiltak bredt i næringslivet, offentlige virksomheter og husholdninger.
2. Effektkonominisering og smart styring av strømbruk kan redusere forbrukstopper og bedre utnyttelsen av nettet.
3. Arbeide med å skape forståelse og aksept for behovet for ny vannkraft, vindkraft, solkraft og nettanlegg i Møre og Romsdal. Lokal forankring er svært viktig for å få til en ønsket utvikling
4. Utnytte termisk varme i størst mulig grad for å frigjøre kraft til andre formål. Møre og Romsdal har stort energiforbruk fra industri, som gjerne har en betydelig mengde spillvarme. Spillvarme bør utnyttes i størst mulig grad. Kommunene har en viktig rolle for å tilrettelegge og sette krav til bruk av fjernvarme.
5. Økt engasjement og forståelse for energispørsmål hos administrasjon og politikere i kommuner og fylke. Bidra til gode planer og prosesser for å få gode og mest mulig effektive behandlinger av infrastrukturiltak for nett og produksjon. Nøkkelen for å oppnå forståelse og aksept vil være å initiere gode dialoger rundt behov for

ny fornybar kraftproduksjon og nett-tiltak. På den måten kan man sikre at kommuner forstår behovet og er positive til utredninger og konsesjonsbehandlinger av kraftproduksjon og nettanlegg. Samtidig vil det være viktig å øke kompetansen i kommunene for behandling av energianlegg i søknadsprosesser og i reguleringsplaner.

6. Arbeide for å få ny kraftproduksjon fra havvind i regionen. Dette vil kunne komme etter 2030, men arbeidet må starte nå for at det skal realiseres.
7. Stille krav til energiløsning ved tillatelse for nye bygg
8. Få frigitt kapasitet som er «sovende» og ikke utnyttes i dag. F.eks. industri som har redusert aktivitet, men som «sitter på» nettkapasitet
9. Bedre informasjonen om hvor i nettet nytt forbruk helst bør komme. Hvor er det ledig kapasitet, og hvor er det utfordrende med nytt forbruk
10. Sikre at forbrukspunkter har fleksibilitet i energiforsyningen. Dette kan for eksempel være ved lading av ferger, hvor man i enkelte tilfeller kan benytte hybriddrift og avlaste uttak fra nettet i perioder. I disse tilfellene er det viktig at miljøkrav fra myndigheter ikke blokkerer for bruk av fleksibilitet fra andre energikilder i korte perioder. Man oppnår kanskje 90% utslippskutt som er en stor gevinst. Alternativet kan være at det ikke blir gjennomført.

Energiordliste

- **SI-prefiksene k, M, G og T** sier noe om antall:
 - **k** = kilo = 1000
 - **M** = mega = 1 000 000 = 1000 k
 - **G** = giga = 1 000 000 000 = 1000 M
 - **T** = tera = 1 000 000 000 000 = 1000 G
 - **Effekt** er et mål på omsetning av energi per tid. Høyere effekt betyr at arbeid utføres på kortere tid. Forbruket av strøm i ett enkelt øyeblikk kalles effektforbruk. Effekt måles i Watt (W) som tilsvarer J/s. Prefiksene mega (MW) og giga (GW) benyttes ofte.
 - **Energi** er evnen til å utføre arbeid. Det finnes mange former for energi, som f.eks. potensiell energi, termisk energi og elektrisk energi. En energikilde leverer energi i en form som er *nyttbar* for mennesket. Energi i kraftsystemsammenheng måles ofte i Watt-timer (Wh). Prefiksene giga (GWh) og tera (TWh) benyttes ofte.
 - **Effektbalanse** er differansen mellom produksjon og forbruk på et gitt tidspunkt. Effektbalansen kan både være positiv og negativ. Ofte oppgitt i MW eller GW. Summen av alle effektbalanser over en tidsperiode er energibalansen for perioden
 - **Energibalansen** i en kommune eller region er differansen mellom den samlede produksjonen av energi og forbruket av energi over en spesifisert tidsperiode, som oftest over et år. Ofte oppgitt i GWh per år eller TWh per år.
 - **Installert kapasitet** er kraftverkets maksimale effekt. Ofte oppgitt i MW.
 - **Makslast** er høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik makslasten. Ofte oppgitt i MW.
 - **Transmisjonsnett** forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i kraftsystemet. I Norge opereres transmisjonsnett av Statnett. Transmisjonsnett inkluderer også utenlandskabler. Det er i hovedsak 300 eller 420 kV spenning på kraftledningene i transmisjonsnett, men det finnes også kraftledninger og kabler med 132 kV spenning. Transmisjonsnett utgjør ca. 13 000 km.
- Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes til transmisjonsnett.
- **Regionalnett** er nivået under transmisjonsnett, og er bindeleddet med distribusjonsnett. Normale spenningsnivåer her er 132 kV og 66 kV, og regionalnett utgjør ca. 19 000 km. Store eller mindre produksjonsanlegg samt store forbrukere kan knyttes til regionalnett.
 - **Distribusjonsnett** er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Dette nettnivået inkluderer spenningsnivåer fra 22 kV (høyspent) ned til og med 230 V (lavspent). Skillet mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett går ved 1 kV. Distribusjonsnett strekker seg over ca. 320 000 km. Mindre produksjonsanlegg og alminnelig forbruk, som småindustri, tjenesteyting og husholdninger, tilknyttes gjerne distribusjonsnett.
 - **Statnett** er Norges transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter transmisjonsnett i Norge.
 - **NVE** er Norges vassdrags- og energidirektorat og forvalter landets vann- og energiresurser. De er underlagt Olje- og energidepartementet og har ansvar for å forvalte vann- og energiresursene til hele landet. NVE skal sikre samlet og miljøvennlig forvaltning av vassdrag, fremme effektiv kraftomsetning og bidra til effektiv energibruk.
 - **RME** (Reguleringsmyndigheten for energi) er en egen enhet i NVE, som regulerer nettselskapene.
 - **Nettselskap** i Norge eier og driver kraftledningene. De har et naturlig monopol, da det er unødvendig å bygge flere ledninger for å føre strøm til samme sted. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde, og deres virksomhet reguleres av staten.

9 Referanser

- Elinett. (2022). *Regional kraftsystemutredning*. Hentet fra https://www.elinett.no/resources/uploads/images/Dokumenter/KSU2022_Hovedrapport_220624.pdf
- NVE. (2022). *Mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2022). *Ny mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2023). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>
- NVE. (2023, august 14). *Kortsiktig kraftmarkedsanalyse*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nves-analyse-lite-sannsynlig-med-kraftunderskudd-de-naermeste-aarene/>
- NVE. (2023). *Oversikt over solkraft i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>
- NVE. (2023). *Termisk kraft*. (NVE) Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/termisk-kraft/>
- NVE. (2023). *Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>
- SSB. (2023). *Betydelig nedgang i strømforbruket i 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/betydelig-nedgang-i-stromforbruket-i-2022>
- SSB. (2023, mai 30). *Markent fell i husholdningenes strømforbruk 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/markant-fall-i-husholdningenes-stromforbruk-i-2022>
- Statistisk Sentralbyrå. (2023). *Nettoforbruk av elektrisk kraft*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/10314/tableViewLayout1/>
- Statnett. (2023). *Områdeplaner*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/omradeplaner/>

